क्रम-संख्या–168(क)

रजिस्ट्रेशन नम्बर–एस०एस०पी० / एल०–
डब्लू० / एन०पी० / 91 / 2014–16
लाइसेन्स टू पोस्ट ऐट कन्सेशनल रेट

सरकारी गजट, उत्तर प्रदेश

उत्तर प्रदेशीय सरकार द्वारा प्रकाशित

असाधारण

लखनऊ, शुक्रवार, 17 अक्टूबर, 2025
आश्विन 25, 1947 शक सम्वत्

उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग

लखनऊ

———————

संख्या यूपीईआरसी / सचिव / सीआरई विनियमावली / 2024 / 014
लखनऊ, 17 अक्टूबर, 2025

———————

अधिसूचना

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 9, 61, 86 (1) (ए), 86 (1) (बी) और 86 (1) (ई) के साथ धारा 181 के तहत प्रदत्त शक्तियों और इस संबंध में सक्षम सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियमावलियां प्रस्तावित हैं:–

1- संक्षिप्त नाम और प्रारंभ–

(I) इन विनियमावलियों को उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वशवर्ती और नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र) विनियमावलियां, 2024 (इसके बाद सीआरई विनियम, 2024 के रूप में संदर्भित) कहा जाएगा।

(II) ये विनियमावलियां अधिसूचना की तारीख से 31–03–2029 तक लागू रहेंगी जब तक कि आयोग द्वारा इन्हें विस्तारित न किया जाए :

परंतुक कि अनुसूची–**I** में निहित प्रशुल्क और प्रशुल्क से संबंधित प्रावधान 01–04–2024 से 31–03–2029 तक लागू होंगे।

(III) इन विनियमावलियों की व्याख्या में किसी भी विसंवाद के मामले में, विनियमावलियों के अंग्रेजी संस्करण का विनियमावलियों के हिंदी संस्करण पर प्राधान्य होगा।

2- विनियमन का दायरा और विनियोग का विस्तार–

ये विनियम सभी वशवर्ती उत्पादन संयंत्र (गैर–आरई) जिनकी स्थापित क्षमता 1 मेगावाट या उससे अधिक है और वशवर्ती उत्पादन संयंत्र (आरई) और नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र (जिनमें सह–उत्पादन आधारित संयंत्र सम्मिलित हैं), पर लागू होंगे।

3- परिभाषाएँ–

I– इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न होः–

(क) "अधिनियम" का अर्थ है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), जिसमें इसके संशोधन भी शामिल हैं;

(ख) ''सहायक ऊर्जा खपत'' से तात्पर्य उत्पादन संयंत्र के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा और उत्पादन स्टेशन के भीतर ट्रांसफार्मर हानि, और इसे उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाएगा;

(ग) ''ऊर्जा बैंकिंग'' वह प्रक्रिया है जिसके अंतर्गत एक उत्पादन संयंत्र इन विनियमावलियों में दिए गए नियमों और शर्तों के अनुसार अपने स्वयं के/वशवर्ती उपयोग के लिए ग्रिड से इस विद्युत को वापस लेने के लिए अपनी पात्रता का प्रयोग करने के उद्देश्य से ग्रिड को ऊर्जा आपूर्ति करता है;

(घ) "बैंक दर" से तात्पर्य भारतीय स्टेट बैंक के, समय–समय पर जारी, निधि–आधारित ऋण–दर के सीमांत लागत (एमसीएलआर), या उसके प्रतिस्थापन से है, जो समय–विशेष के लिए प्रभावी हो, जिसमें 350 आधार अंक अतिरिक्त होंगे**;**

(ङ) "बायोमास ऊर्जा परियोजना" रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करके और ईंधन स्रोत के रूप में बायोमास का उपयोग**;**

(च) "सीईए" से तात्पर्य केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण से है**;**

(छ) ''सीओडी'' या ''वाणिज्यिक संचालन की तिथि'' से तात्पर्य उस तिथि से होगा जिस दिन उत्पादन संयंत्र ग्रिड प्रणाली के साथ समन्वयित हो जाता है और इन विनियमावलियों के विनियम 10 के अनुसार उत्पादन क्षमता प्रदर्शित कर देता है।

(ज) "सीईआरसी" का तात्पर्य केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग से है;

(झ) "आयोग" का तात्पर्य उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग से है;

(ञ) ''अनुबंधित क्षमता'' का तात्पर्य मेगावाट में उस क्षमता से है जिसे ऊर्जा क्रय अनुबंध के अंतर्गत उत्पादक कंपनी द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारक को आपूर्ति करने पर सहमति हुई है;

(ट) ''नियंत्रण अवधि'' से तात्पर्य 01–04–2024 से 31–03–2029 तक की अवधि से है, जिसके दौरान इन विनियमों के प्रावधान तब तक वैध रहेंगे जब तक कि आयोग द्वारा इसे बढ़ाया न जाए;

(ठ) ''विद्यमान उत्पादन स्टेशन/संयंत्र'' से तात्पर्य ऐसे उत्पादन स्टेशन से है, जिसने 01–04–2024 से पहले सीओडी प्राप्त कर लिया है;

(ड) ''वित्तीय वर्ष/वर्ष'' से तात्पर्य किसी कैलेंडर वर्ष की पहली अप्रैल से प्रारंभ होकर परवर्ती कैलेंडर वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि से है;

(ढ) किसी उत्पादन स्टेशन में प्रयुक्त ईंधन के संबंध में ''सकल कैलोरी मान'' या ''जीसीवी'' से तात्पर्य है, एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन या एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन से किलो–कैलोरी में उत्पन्न ऊष्मा, जैसा भी मामला हो;

(ण) ''सकल स्टेशन ताप दर'' या ''एसएचआर'' का अर्थ है थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलोकैलोरी में ताप ऊर्जा इनपुट;

(त) "स्थापित क्षमता" या "आईसी" से तात्पर्य है उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों की नामपट्टिका क्षमताओं का योग या उत्पादन केंद्र की क्षमता (उत्पादन टर्मिनलों पर गणना की गई)। सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं और प्लावी सौर परियोजनाओं के मामले में, स्थापित क्षमता परियोजना के इनवर्टर की नामपट्टिका क्षमताओं (नामिक एसी बिजली) का योग होगी;

(थ) ''अंतर–संयोजन बिंदु'' अंतर–संयोजन बिंदु यूपीईआरसी (अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को संयोजन प्रदान करना) विनियमावलियां, 2010 और समय–समय पर इसके संशोधन के अनुसार होगा;

(द) "एमएनआरई" का तात्पर्य नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार से है;

(ध) ''नगरीय ठोस अपशिष्ट'' या ''एमएसडब्लू'' से तात्पर्य है, जिसमें शामिल हैं, ठोस या अर्ध–ठोस रूप में नगरपालिका या अधिसूचित क्षेत्र में उत्पन्न वाणिज्यिक और आवासीय अपशिष्ट, और इसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट शामिल नहीं हैं, लेकिन इसमें उपचारित जैव–चिकित्सा अपशिष्ट शामिल हैं;

(न) "नया उत्पादन संयंत्र/स्टेशन" से तात्पर्य ऐसे उत्पादन स्टेशन से है जो 01–04–2024 को या उसके बाद सीओडी प्राप्त करता है;

(प) ''गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह–उत्पादन'' से तात्पर्य वह प्रक्रिया है जिसमें बायोमास के उपयोग से क्रमिक प्रक्रिया से एक से अधिक प्रकार की ऊर्जा (जैसे भाप और विद्युत) का उत्पादन किया जाता है;

(फ) ''संचालन और रखरखाव व्यय'' या ''ओ एंड एम व्यय'' का अर्थ है परियोजना या उसके भाग के संचालन और अनुरक्षण पर किया गया व्यय, और इसमें जनशक्ति, मरम्मत, पुर्जे, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और अन्य ओवरहेड्स पर व्यय शामिल है;

(ब) किसी कंपनी या किसी अन्य निगमित निकाय द्वारा स्थापित जनरेटिंग स्टेशन या बिजली संयंत्र के संबंध में ''स्वामित्व'' का अर्थ होगा मतदान अधिकारों के साथ इक्विटी शेयर पूंजी। अन्य मामलों में, स्वामित्व का अर्थ होगा जनरेटिंग स्टेशन या बिजली संयंत्र पर मालिकाना हक और नियंत्रण;

(भ) ''प्लांट लोड फैक्टर'' से तात्पर्य उस अवधि के दौरान उत्पादन के अनुरूप कुल प्रेषित ऊर्जा से है, जो उस अवधि में अनुबंधित क्षमता के अनुरूप प्रेषित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त है;

$$PLF = \frac{ES \times 1000}{CC \times (100\text{-}Aux\%) \times 8760}$$

जहाँ,

ES: वर्ष के दौरान एमयू में विक्रीत ऊर्जा

CC: मेगावाट में अनुबंधित क्षमता

Aux: मानक सहायक खपत % में

(म) ''**ऊर्जा क्रय अनुबंध**'' या ''**पीपीए**'' से तात्पर्य है ऊर्जा आपूर्ति के लिए उत्पादन कंपनी और वितरण अनुज्ञप्तिधारक के बीच एक अनुबंध, जिसमें निर्दिष्ट नियमों व शर्तों के साथ ऊर्जा की आपूर्ति की जाती है तथा जिसमें प्रावधान है कि ऊर्जा की बिक्री के लिए प्रशुल्क का निर्धारण या अंगीकरण आयोग द्वारा समय–समय पर (जैसा भी मामला हो) किया जाएगा;

(य) ''**परियोजना**'' से तात्पर्य है उत्पादन केंद्र और अंतर–संयोजन बिंदु तक निकासी प्रणाली तथा लघु जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में, इसमें उत्पादन सुविधा के सभी घटक जैसे बांध, अंतर्ग्रहण जल चालक प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र और योजना की उत्पादन इकाइयां शामिल हैं, जैसा कि ऊर्जा उत्पादन में आबंटित है;

(कक) ''**नवीकरणीय ऊर्जा**'' से तात्पर्य है नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न ग्रिड गुणवत्ता वाली विद्युत;

(खख) ''**नवीकरणीय ऊर्जा बिजली संयंत्र**'' से तात्पर्य है नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड गुणवत्ता वाली विद्युत उत्पन्न करने वाले विद्युत संयंत्र;

(गग) ''**नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत**'' (जिसे आगे 'आरई स्रोत' कहा जाएगा) से तात्पर्य है और जिसमें शामिल हैं, नवीकरणीय ऊर्जा के स्रोत जैसे जल–विद्युत, पवन और सौर, जिसमें संयुक्त चक्र, बायोमास, जैव ईंधन सह–उत्पादन, शहरी या नगरीय अपशिष्ट और केंद्र सरकार द्वारा मान्यता प्राप्त या अनुमोदित ऐसे अन्य स्रोतों के साथ इसका एकीकरण शामिल है;

(घघ) ''**आरएलडीसी**'' से तात्पर्य है अधिनियम की धारा 27 की उपधारा (1) के तहत स्थापित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र;

(ङङ) ''**एसएलडीसी**'' से तात्पर्य अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (1) के अन्तर्गत उत्तर प्रदेश में स्थापित राज्य भार प्रेषण केन्द्र से है;

(चच) ''**लघु जल विद्युत परियोजना**'' से तात्पर्य एक ही स्थान पर 25 मेगावाट तक तथा उसको सम्मिलित करते हुए, की स्थापित क्षमता वाली या भारत सरकार द्वारा समय–समय पर पारिभाषित जल विद्युत परियोजना से है;

(छछ) ''**यूपीईजीसी**'' से तात्पर्य अधिनियम की धारा 86 की उपधारा (1) के खण्ड (ज) के अन्तर्गत आयोग द्वारा निर्दिष्ट राज्य ग्रिड कोड से है;

(जज) ''**यूपीईआरसी मुक्त उपगम विनियम**'' से तात्पर्य समय–समय पर संशोधित उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (मुक्त उपगम हेतु नियम एवं शर्तें) विनियमावलियां, 2019 से है;

(ii) ''**व्हीलिंग**'' से तात्पर्य उस प्रचालन से है जिसके अन्तर्गत पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारक की वितरण प्रणाली और संबद्ध सुविधाओं का उपयोग, जैसा भी मामला हो, किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अधिनियम, विनियमावलियों या आयोग के आदेशों के अन्तर्गत निर्धारित शुल्कों के भुगतान पर विद्युत के संवहन के लिए किया जाता है;

(II) इन विनियमावलियों में प्रयुक्त शब्द, पद और अभिव्यक्तियों का, जो यहां पारिभाषित नहीं हैं, परंतु नियम या आयोग के किसी अन्य विनियमावलियों में पारिभाषित हैं, वही अर्थ होगा जैसा कि समय–समय पर संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 या आयोग के किसी अन्य विनियमावलियों में है। यहां प्रयुक्त, परंतु इन विनियमावलियों अथवा विद्युत अधिनियम, 2003 विनिर्दिष्टतः अ–पारिभाषित, परंतु किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य विधि में पारिभाषित हैं और राज्य में विद्युत उद्योग में लागू हैं, अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा जो ऐसी विधि में समनुदेशित हैं। यहां प्रयुक्त, परंतु इन विनियमावलियों अथवा अधिनियम अथवा किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य विधि में विनिर्दिष्टतः अ–पारिभाषित अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा जो विद्युत उद्योग में सामान्यतः समनुदेशित हैं।

4- स्वच्छ विकास तंत्र–

01–04–2009 को या उसके बाद चालू किए गए उत्पादन संयंत्रों के लिए, जहां उत्पादन संयंत्र/कंपनी ने स्वच्छ विकास तंत्र (सीडीएम) को अपनाया है, अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट की आय निम्नलिखित तरीके से साझा की जाएगी, अर्थातः–

(क) सीडीएम के कारण सकल आय का 100% उत्पादन संयंत्रों के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा अपने पास रखा जाएगा।

(ख) वाणिज्यिक संचालन के दूसरे वर्ष के दौरान, खरीददार का हिस्सा 10% होगा, जो हर वर्ष उन्नतिशील रूप से 10% की दर से बढ़ेगा जब तक कि यह 50% तक न पहुंच जाए, जिसके बाद आय को उत्पादन कंपनी और क्रेता द्वारा समान अनुपात में साझा किया जाएगा।

(ग) सीडीएम परियोजना के बंद होने या कार्बन क्रेडिट तंत्र में परिवर्तन की स्थिति में, आय का हिस्सा आयोग के अगले आदेश के अधीन होगा।

5- उत्पादन संयंत्र निम्नलिखित का अनुपालन करेगाः–

(I) विद्युत संयंत्रों, विद्युत लाइनों के निर्माण तथा ग्रिड से संयोजन के लिए तकनीकी मानक, जैसा कि सीईए द्वारा निर्दिष्ट किया गया है;

(II) विद्युत संयंत्रों तथा विद्युत लाइनों के निर्माण, संचालन तथा रखरखाव के लिए सुरक्षा आवश्यकताएं, जैसा कि सीईए द्वारा निर्दिष्ट किया गया है;

(III) यूपीईआरसी (अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को संयोजन प्रदान करना) विनियमावलियां, 2010 तथा समय–समय पर इसका संशोधन अथवा तत्पश्चात इसका पुनः–अधिनियमन;

(IV) उत्तर प्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता 2007 (यूपीईजीसी) तथा समय–समय पर इसका संशोधन अथवा तत्पश्चात इसका पुनः–अधिनियमन;

(V) विद्युत आपूर्ति के लिए मीटर लगाने की शर्तें, जैसा कि सीईए तथा/अथवा राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) द्वारा निर्दिष्ट किया गया है;

(VI) विद्युत शेड्यूलिंग तथा प्रेषण के लिए एसएलडीसी के साथ समन्वय करनाः

परंतुक कि उत्पादन संयंत्र एसएलडीसी द्वारा जारी निर्देशों का पालन करने के लिए बाध्य होगा और समय–समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट एसएलडीसी को देय शुल्क और प्रभार का भुगतान करेगा।

(VII) उत्पादन कंपनियों के लिए आयोग के सभी नियमों और विनियमों या सामान्य और विशिष्ट निर्देशों का अनुपालन सुनिश्चित करना।

(VIII) सुनिश्चित करना कि वितरण अनुज्ञप्तिधारक ने आयोग के समक्ष अनुमोदन के लिए विद्युत क्रय अनुबंध (पीपीए) प्रस्तुत किया है;

(IX) केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विचलन निपटान तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2024 (जिसे आगे 'डीएसएम' कहा जाएगा) के प्रावधान इन उत्पादन संयंत्रों पर भी लागू होंगे, जब तक कि आयोग के कुछ अन्य विनियमों में अन्यथा प्रावधान न किया गया हो;

(X) अधिनियम के प्रावधानों के अंतर्गत जारी वर्तमान नियामक ढांचे, तकनीकी मानकों, दिशानिर्देशों और प्रक्रिया के संदर्भ में एक समर्पित पारेषण लाइन की स्थापना, संचालन और रखरखाव करना उत्पादन संयंत्र की जिम्मेदारी होगी;

(XI) संघ/राज्य सरकार द्वारा निर्धारित उत्सर्जन मानकों का पालन करना। उत्पादन संयंत्र केंद्रीय/राज्य प्रदूषण नियंत्रण प्राधिकरणों से सभी आवश्यक पर्यावरणीय और प्रदूषण मंजूरी प्राप्त करेगा और वितरण अनुज्ञप्तिधारक /क्रेता को अनुमति प्रमाणपत्र की प्रतियां प्रस्तुत करेगा;

(XII) इन विनियमों के प्रासंगिक प्रावधान ग्रिड से कोई संयोजन नहीं रखने वाले उत्पादन संयंत्र पर भी लागू होंगे;

(XIII) उपरोक्त विनियमन 5 के खंड I से XII में निर्दिष्ट अनुपालन सुनिश्चित करने के अलावा, वशवर्ती उत्पादन संयंत्र को निम्नलिखित का भी अनुपालन सुनिश्चित करना होगाः–

(क) समय–समय पर संशोधित अधिनियम की धारा 2 (8) के साथ धारा 9 तथा विद्युत नियम, 2005 के नियम 3 के अंतर्गत विद्युत संयंत्र को वशवर्ती उत्पादन संयंत्र के रूप में अर्हता प्राप्त होगी।

(ख) यूपीईआरसी (उत्पादन संयंत्र और वशवर्ती उपभोक्ताओं का सत्यापन) विनियम, 2022।

(ग) समय–समय पर संशोधित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के प्रासंगिक प्रावधानों के अंतर्गत प्रत्येक वशवर्ती उत्पादन संयंत्र का वार्षिक ऊर्जा अंकेक्षण अनिवार्य होगा।

(घ) उत्पादन संयंत्र समय–समय पर संशोधित यूपीईआरसी (नवीकरण क्रय कर्तव्य के माध्यम से हरित ऊर्जा संवर्धन) विनियमावली, 2010 के अनुपालन में राज्य नोडल अभिकरण के निर्देशों का अनुसरण करेंगे।

(XIV) आयोग अपने विवेकानुसार उत्पादन से संबंधित किसी भी तकनीकी मामले को जांच के लिए केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण को भेज सकता है:

परन्तुक कि आयोग अपने पर्यवेक्षण में एक अलग स्वतंत्र लेखा परीक्षक भी नियुक्त कर सकता है, जो किसी भी समय उत्पादन स्टेशन का तकनीकी और वित्तीय लेखा–परीक्षण करेगा।

6- वितरण अनुज्ञप्तिधारक को बिजली आपूर्ति के लिए प्रशुल्क–

(I) विद्यमान वशवर्ती उत्पादन संयंत्र (गैर–आरई), विद्यमान नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन संयंत्रों, जैसे खोई–आधारित उत्पादन, बायोमास (चावल की भूसी आधारित) उत्पादन, नगरीय ठोस अपशिष्ट आधारित उत्पादन और लघु जलविद्युत उत्पादन से वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा विद्युत–क्रय के लिए सामान्य प्रशुल्क इन विनियमों की अनुसूची–I में दिए गए अनुसार होगा, जो 01–04–2024 से लागू होगा।

(II) नए वशवर्ती उत्पादन संयंत्र या नए नवीकरणीय ऊर्जा आधारित संयंत्रों से वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा विद्युत–क्रय के लिए, यूपीईआरसी (प्रशुल्क निर्धारण की रूपात्मकता) विनियम, 2023 के प्रावधान लागू होंगे।

(III) रूफटॉप सौर पीवी संयंत्र प्लांट्स से वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा विद्युत–क्रय यूपीईआरसी (रूफटॉप सौर पीवी ग्रिड अंतर्क्रियात्मक प्रणाली सकल/शुद्ध मीटरिंग) विनियम, 2019 के संशोधनों/पुनर्निर्माण द्वारा शासित होगी।

(IV) विभिन्न वर्षों में चालू की गई एक से अधिक इकाइयों वाले उत्पादन संयंत्र से विद्युत की आपूर्ति के लिए प्रशुल्क विभिन्न वर्षों में चालू की गई इकाइयों की अनुबंधित क्षमताओं के प्रशुल्क के भारित औसत पर आधारित होगा।

(V) पूर्ववर्ती नियंत्रण अवधि में, यदि क्रेता और आपूर्तिकर्ता के बीच प्रशुल्क में किसी छूट पर सहमति की दशा में, ऐसी छूट इन विनियमों की अवधि के दौरान आपूर्तिकर्ता पर बाध्यकारी नहीं होगी।

(VI) बायोमास और खोई–आधारित संयंत्रों के लिए पूर्ण क्षमता शुल्क की वसूली के लिए, पीएलएफ क्रमशः 80% और 50% होगा। खोई और बायोमास आधारित संयंत्रों के लिए वार्षिक स्थिर शुल्क (एएफसी) इन विनियमों की अनुसूची–I में दिए गए हैं:

परन्तुक कि लक्षित पीएलएफ के स्तर से नीचे क्षमता (स्थिर) शुल्क की वसूली आनुपातिक आधार पर होगी। शून्य पीएलएफ पर कोई क्षमता शुल्क देय नहीं होगा। बायोमास और खोई–आधारित संयंत्रों के पीएलएफ की गणना वितरण अनुज्ञप्तिधारक को विक्रीत ऊर्जा या एसएलडीसी द्वारा निर्धारित ऊर्जा पर, जो भी कम हो, की जाएगी।

परन्तुक यह भी कि क्षमता शुल्क का भुगतान अनुबंधित क्षमता के अनुपात में मासिक आधार पर किया जाएगा।

(VII) नई प्रौद्योगिकियों पर आधारित अथवा नये ईंधन के लिए, इस विनियमन के खंड I में उपर्लिखित से इतर और उत्तर प्रदेश नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा मान्यता प्राप्त 5 मेगावाट क्षमता तक के पायलट परियोजना निरूपण के लिए नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण द्वारा अनुमोदित, प्रयोज्य प्रशुल्क पिछले वित्तीय वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित नवीकरणीय ऊर्जा के लिए वितरण अनुज्ञप्तिधारक की औसत विद्युत क्रय लागत (एपीपीसी) या पीपीए में पक्षों के बीच सहमत दर, जो भी कम हो, होगी:

परन्तुक कि ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत–आधारित उत्पादन संयंत्र ऊपर निर्दिष्ट प्रशुल्क से सहमत न होने की स्थिति में आयोग से संपर्क कर सकते हैं और आयोग विवेकपूर्ण जांच के बाद विषयानुसार विद्युत अधिनियम, 2003 के अंतर्गत ऐसी परियोजनाओं के लिए प्रशुल्क निर्धारित कर सकता है।

7- ऊर्जा क्रय अनुबंध का अनुमोदन–

(I) वितरण अनुज्ञप्तिधारक उत्पादन संयंत्र के साथ ऊर्जा क्रय अनुबंध (जिसे आगे पीपीए कहा जाएगा) के अनुमोदन के लिए इन विनियमों और समय–समय पर संशोधित यूपीईआरसी (कारोबार का संचालन) विनियमावलियां, 2019 में निर्धारित प्रारूप और तरीके से या यदि आयोग के किसी आदेश के माध्यम से प्रावधान किया गया हो, आवेदन करेगा:

परन्तुक कि वितरण अनुज्ञप्तिधारक उत्पादन संयंत्र के साथ पीपीए पर हस्ताक्षर करने के एक (1) महीने के भीतर आयोग से संपर्क करेगा।

(II) वितरण अनुज्ञप्तिधारक प्रत्येक पूर्ण वित्तीय वर्ष के लिए अनुलग्नक–I में संलग्न प्रारूप में विभिन्न वशवर्ती और नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र से प्राप्त ऊर्जा का डेटा अगले वित्तीय वर्ष की 30 जून तक प्रस्तुत करेगा।

8- विद्युत उत्पादन संयंत्र द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारक से विद्युत क्रय–

कोई भी व्यक्ति, जो विद्युत उत्पादन संयंत्र की स्थापना, रखरखाव और संचालन करता है, अपनी विद्युत आवश्यकता को पूरा करने के लिए मुक्त उपगम के माध्यम से या अपने क्षेत्र के वितरण अनुज्ञप्तिधारक से भी विद्युत क्रय कर सकता है:

परन्तुक कि जिस क्षेत्र में संयंत्र स्थित है, वहां के वितरण अनुज्ञप्तिधारक से विद्युत के ऐसे क्रय पर प्रशुल्क की दर प्रशुल्क अनुसूची दर की एचवी–2 श्रेणी के अंतर्गत होगी तथा ऐसे विद्युत–क्रय के लिए "आपूर्ति बिंदु" यूपीईआरसी विद्युत आपूर्ति संहिता, 2005 के अनुसार होगी:

परंतुक यह भी कि ऐसे क्रय के लिए मांग–शुल्क प्रभारित होगे:

(क) यदि किसी माह में 15 दिनों तक की ऊर्जा का लाभ उठाया गया है, तो मांग–शुल्क का 50% तथा

(ख) यदि किसी माह में 15 दिनों से अधिक की ऊर्जा का लाभ उठाया गया है, तो मांग–शुल्क का 100% तथा

(ग) यदि किसी माह में कोई क्रय नहीं किया गया है, तो मांग–शुल्क शून्य होगा:

परन्तुक यह भी कि मुक्त उपगम द्वारा विद्युत–क्रय के मामले में, समय–समय पर संशोधित यूपीईआरसी (मुक्त उपगम के उपबंध एवं शर्तें) विनियमावलियां, 2019 के अनुसार लागू होगी।

9- ग्रिड अनुशासन–

(I) उत्पादन संयंत्र ग्रिड अनुशासन का पालन करेगा और ग्रिड में किसी भी घटना के कारण ग्रिड की विफलता या संयंत्र या उसके संबद्ध उप–स्टेशनों या पारेषण लाइन में किसी भी व्यवधान या क्षति की स्थिति में किसी भी मुआवजे का हकदार नहीं होगा।

(II) विचलन निपटान तंत्र (डीएसएम) के प्रावधानों को लघु जल विद्युत परियोजनाओं (एसएचपी) और नगरीय ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्लू) संयंत्रों को छोड़कर सभी उत्पादन संयंत्रों के लिए लागू किया जाएगा, और उत्पादन संयंत्र अगले दिन की शेड्यूलिंग के अधीन होंगेः

परन्तुक यह कि एसएचपी और एमएसडब्लू संयंत्रों के लिए वास्तविक ऊर्जा को अनुसूचित ऊर्जा के रूप में माना जाएगा और इसलिए ऐसे संयंत्रों को कोई बैंकिंग सुविधा उपलब्ध नहीं होगीः

परन्तुक यह भी कि सौर और पवन आधारित संयंत्रों के लिए विचलन निपटान तंत्र (डीएसएम), जिनकी संस्थापित क्षमता 5 मेगावाट से कम है उनके अतिरिक्त, समय–समय पर संशोधित यूपीआरसी (पूर्वानुमान, शेड्यूलिंग, विचलन निपटान और सौर और पवन उत्पादन स्रोतों से संबंधित मामले) विनियम, 2018 के अनुसार होगाः

परन्तुक और भी कि, बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिए, बैंकिंग के लिए ऊर्जा का समय–सारिणीकरण तथा बैंक्ड ऊर्जा का आहरण अनिवार्यतः दिन–अग्रिम समय–सारिणीकरण के अधीन होगाः

परन्तुक और भी कि बायोमास और खोई–आधारित संयंत्रों के लिए विचलन निपटान का लेखा–जोखा और निपटान समय–समय पर यथासंशोधित सीईआरसी (विचलन निपटान तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2024 के प्रावधानों के अनुसार, सीईआरसी द्वारा निर्दिष्ट डीएसएम शुल्क पर किया जाएगा। इस उद्देश्य के लिए लेखांकन एसएलडीसी द्वारा किया जाएगा।

10- सीओडी की घोषणा की प्रक्रिया–

I- वितरण अनुज्ञप्तिधारक को विद्युत विक्रेता नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रः–

(i) सीओडी/आंशिक सीओडी स्वीकृत पीपीए में निर्दिष्टानुसार आरई ऊर्जा विकासकर्ता द्वारा घोषित किया जाएगा।

(ii) पूर्व–परीक्षण के दौरान, आरई उत्पादन संयंत्रों द्वारा अंतर्क्षेपित क्षीण ऊर्जा को वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा मानित क्रय माना जाएगा, जो एसएलडीसी सत्यापन पर आधारित होगा। जब तक तत्संबंधी पीपीए में अन्यथा निर्दिष्ट न हो, ऐसी क्षीण ऊर्जा वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा परियोजना विकासकर्ता को अनुमत पीपीए के 50% की दर से प्रदेय होगी।

II- वितरण अनुज्ञप्तिधारक से इतर अन्य व्यक्तियों को विद्युत विक्रय करने वाले सौर पीवी आधारित उत्पादन संयंत्रः–

सौर ऊर्जा विकासकर्ता (एसपीडी) द्वारा निम्नलिखित निर्धारित प्रक्रिया का पालन करने के बाद सीओडी/आंशिक सीओडी घोषित किया जाएगा।

(i) परियोजना के समन्वयन और कमीशनिंग के समय, यूपीएसएलडीसी के साथ परियोजना को पंजीकृत करते समय, एसपीडी को प्रस्तावित स्थापित की जाने वाली चरण/अवस्था/इकाई वार क्षमता को स्पष्ट रूप से इंगित करना चाहिए। ऐसे चरणों/अवस्थाओं/इकाइयों की कुल क्षमता उस कुल क्षमता के बराबर होगी जिसके लिए यूपीईआरसी (अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को संयोजन प्रदान करना) विनियमवलियां, 2010 और उसके संशोधन के अनुसार संयोजन अनुबंध पर हस्ताक्षर किए गए हैं।

(ii) एसपीडी को यूपीएसएलडीसी/एसटीयू/सदस्य सचिव और सौर ऊर्जा उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों को पूर्व परीक्षण संचालन के लिए कम से कम 7 दिनों का नोटिस देना होगा।

(iii) यूपीएसएलडीसी अनुरोधित तिथि से या किसी भी प्रणाली की बाधाओं के मामले में, ट्रायल रन की प्रस्तावित तिथि से 7 दिनों के बाद पूर्व परीक्षण प्रारंभ करने की अनुमति देगा। पूर्व परीक्षण यूपीएसएलडीसी द्वारा एसपीडी/एसपीसी/एसटीयू और उसके लाभार्थियों को तय और सूचित की गई तिथि और समय से प्रारंभ होगा।

(iv) सौर ऊर्जा परियोजना या परियोजना के भाग (चरण/अवस्था/इकाई) का पूर्व परीक्षण परियोजना की न्यूनतम 10% क्षमता (पहला न्यूनतम 5 मेगावाट) के लिए किया जाएगा। एसपीडी को प्रत्येक

भाग–सीओडी/सीओडी के लिए असफल पूर्व परीक्षण के लिए, यदि कोई हो, तो पुनः पूर्व परीक्षण सहित 4 प्रयास मिलेंगे।

(v) पूर्व परीक्षण पूरा होने के बाद, यदि किसी लाभार्थी को पूर्व परीक्षण के संबंध में कोई आपत्ति है, तो वह ऐसे पूर्व परीक्षण के पूरा होने के 2 दिनों के भीतर यूपीएसएलडीसी को लिखित रूप से सूचित करेगा, और यूपीएसएलडीसी ऐसी आपत्ति पर प्राप्ति के 5 दिनों के भीतर निर्णय लेगा कि क्या पूर्व परीक्षण सफलतापूर्वक पूरा हो गया है या दोबारा पूर्व परीक्षण की आवश्यकता है।

(vi) प्रत्येक क्रमिक पूर्व परीक्षण में संचयी क्षमता का प्रदर्शन किया जाएगा, जिसमें वह क्षमता भी शामिल होगी जिसके लिए पहले ही आंशिक सीओडी घोषित किया जा चुका है।

(vii) यदि एसपीडी दो सप्ताह की निरंतर अवधि के भीतर कम से कम किसी तीन दिन के लिए 15 मिनट के एक समय ब्लॉक पर सीओडी/आंशिक सीओडी की मांग की गई क्षमता के अनुरूप उच्चतम उत्पादन के रखरखाव को प्रदर्शित करता है, तो पूर्व परीक्षण को सफल माना जाएगा।

(viii) यदि आउटपुट वांछित उच्चतम से कम है, तो एसपीडी दिन के दौरान स्थल पर दर्ज तापमान और सौर विकिरण और संयंत्र डिजाइन मापदंडों के साथ प्रदर्शन स्तर की पुष्टि करेगा ताकि यह स्थापित किया जा सके कि उच्चतम हासिल किया गया है और, ऐसे मामले में भी पूर्व परीक्षण को सफल माना जाएगा। ऐसे मामले में सीओडी/आंशिक–सीओडी को इस शर्त के अधीन घोषित किया जा सकता है कि जब ऐसे आंशिक सीओडी/सीओडी की तिथि से एक वर्ष के भीतर पर्याप्त सौर विकिरण उपलब्ध हो, तो इसे तुरंत प्रदर्शित किया जाएगा। इस उद्देश्य के लिए, एसपीडी को अपने वास्तविक उत्पादन के बारे में डेटा प्रस्तुत करना होगा, जिसमें अधिकतम क्षमता प्रदर्शित की जाएगी, जिसके आधार पर यूपीएसएलडीसी यह प्रमाणित करेगा कि आंशिक सीओडी/सीओडी के अनुसार वास्तविक उत्पादन प्राप्त कर लिया गया है और संबंधित हितधारकों को सूचित करेगा। इस उद्देश्य के लिए नए पूर्व परीक्षण की आवश्यकता नहीं होगी।

(ix) यदि ऐसा उत्पादन केंद्र ऐसे आंशिक –सीओडी/सीओडी के एक वर्ष के भीतर पर्याप्त सौर विकिरण उपलब्ध होने पर निर्धारित क्षमता प्रदर्शित करने में सक्षम नहीं है, तो एसपीडी वास्तविक अधिकतम क्षमता के अनुसार क्षमता को कम करेगा और एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित करेगा।

(x) आंशिक –सीओडी/सीओडी के लिए सफल पूर्व परीक्षण पूरा होने के बाद, एसएलडीसी 3 दिनों के भीतर एसटीयू/सदस्य सचिव, एसपीसी और अन्य लाभार्थियों को एक प्रति के साथ एसपीडी को इस आशय का एक प्रमाण पत्र जारी करेगा।

(xi) एसएलडीसी से सफल परीक्षण के प्रमाण पत्र की प्राप्ति पर, एसपीडी बोर्ड द्वारा प्राधिकृत निदेशक के पद से नीचे न रहने वाले अपने अधिकृत हस्ताक्षरकर्ता द्वारा विधिवत हस्ताक्षरित सीओडी/आंशिक–सीओडी के संबंध में एक घोषणा जारी कर सकता है।

(xii) एसपीडी द्वारा वशवर्ती उत्पादन संयंत्र की स्थिति को पूरा करने में विफल होने की स्थिति में लागू शुल्क के बराबर राशि के लिए बैंक गारंटी मुक्त उपगम विनियम/प्रशुल्क आदेश के अनुसार देय होगी।

(xiii) बैंकिंग सुविधा और वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ व्हीलिंग और बैंकिंग अनुबंध (डब्ल्यूबीए) पर हस्ताक्षर केवल आंशिक –सीओडी के चरण में एलटीओए की पूरी क्षमता के लिए ही अनुमति दी जाएगी। इसके अलावा, यह स्पष्ट किया जाता है कि एकल एलटीओए के लिए एकाधिक डब्ल्यूबीए की अनुमति नहीं दी जाएगी और एसपीडी संपूर्ण परियोजना क्षमता के लिए डब्ल्यूबीए पर हस्ताक्षर करने के लिए वितरण अनुज्ञप्तिधारक से अधिकतम 2 बार/अवसरों पर संपर्क कर सकता है।

(xiv) पूर्व–परीक्षण के दौरान, सौर उत्पादन संयंत्र द्वारा अंतःक्षिप्त क्षीण ऊर्जा का प्रशुल्क वितरण अनुज्ञप्ति–धारक द्वारा मानित क्रय माना जायेगा, जो एसएलडीसी के सत्यापन के आधार पर होगा। ऐसी क्षीण ऊर्जा वितरण अनुज्ञप्ति–धारक द्वारा सौर–विकासकर्ता को विकासकर्ता उन सौर परियाजनाओं के प्रशुल्क के भारित औसत के 50% के दर पर, देय होगी जिनका अनुज्ञप्ति–धारक अथवा किसी मध्यस्थ अभिकरण द्वारा अनुज्ञप्ति–धारक के लिए विगत वित्तीय वर्श में प्रतिस्पर्धात्मक बोली द्वारा प्राप्त किया गया है और जो आयोग द्वारा अनुमत/अंगीकृत है। जहां विगत वित्तीय वर्ष में कोई बोली नहीं की गई है, भारित औसत प्रशुल्क, अद्यतन वित्तीय वर्ष, जिसके लिए ऐसा बोली डाटा उपलब्ध हो, के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

11. मुक्त उपगम–

I- वशवर्ती उत्पादन संयंत्र, जो राज्य और/या आंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली और/या वितरण प्रणाली के माध्यम से विद्युत को उपयोग के गंतव्य तक ले जाने के लिए 'मुक्त उपगम' की मांग करता है, उसे पारेषण शुल्क, व्हीलिंग शुल्क और ऐसी सुविधाओं के उपयोग के लिए अन्य शुल्क का भुगतान करना होगा, जैसा कि उपयुक्त आयोग द्वारा निर्धारित किया गया हो।

II- वशवर्ती उत्पादन संयंत्र क्रॉस सब्सिडी अधिभार का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी नहीं होगा, लेकिन यूपीईआरसी (मुक्त उपगम के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2019 और उसके संशोधनों के अनुसार पारेषण और/या व्हीलिंग शुल्क और किसी भी अन्य लागू शुल्क का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगा और अपने संयंत्र से अपने स्वयं के उपयोग के लिए या अधिनियम या उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों द्वारा पारिभाषित अपने उपयोगकर्ता के उपयोग के लिए गंतव्य तक उत्पादित विद्युत को ले जाने के लिए नुकसान का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगा :

परन्तुक कि किसी उपभोक्ता या उसके वशवर्ती उपयोगकर्ताओं से इतर किसी अन्य व्यक्ति को विद्युत की आपूर्ति के मामले में, ऐसा उपभोक्ता या व्यक्ति यूपीईआरसी (मुक्त उपगम के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2019 और उसके संशोधनों के अनुसार, आयोग द्वारा निर्धारित पारेषण और व्हीलिंग शुल्क के अतिरिक्त, क्रॉस सब्सिडी अधिभार और अन्य लागू शुल्क का भुगतान करेगा:

परन्तुक कि यदि ऊर्जा वितरण अनुज्ञप्तिधारक को आपूर्ति की जाती है तो कोई क्रॉस–सब्सिडी अधिभार देय नहीं होगा।

III- वितरण अनुज्ञप्तिधारक, तीसरे पक्ष या वशवर्ती उपयोग के लिए विद्युत की बिक्री के लिए स्थापित सौर परियोजनाओं के लिए, 5 मेगावाट से अधिक क्षमता वाली स्टैंडअलोन विद्युत परियोजनाओं के लिए नियंत्रण अवधि के दौरान उत्तर प्रदेश सौर ऊर्जा नीति 2022 के अनुसार उपलब्ध प्रोत्साहन नीचे दिए गए हैं:

क्र0सं0	सुविधा	निजी सौर परियोजना डेवलपर के लिए प्रोत्साहन
1	व्हीलिंग और पारेषण शुल्क (आंतर्राज्यीय)	100% छूट (वितरण अनुज्ञप्तिधारक को विद्युत की बिक्री पर)*, 50% छूट (वशवर्ती उपयोग और तीसरे पक्ष की बिक्री)
2	व्हीलिंग, पारेषण शुल्क (आंतर्राज्यीय बिक्री) और क्रॉस सब्सिडी अधिभार।	आंतर्राज्यीय पारेषण प्रणाली पर 100% छूट।

**(सरकारी स्वामित्व वाले वितरण अनुज्ञप्तिधारकों के लिए, वितरण अनुज्ञप्तिधारक शब्द का अर्थ समग्र आधार पर यूपीपीसीएल माना जा सकता है)*

परन्तुक कि विद्युत की आंतरराज्यीय एवं अन्तर्राज्यीय बिक्री दोनों के लिए ये छूट, समय–समय पर संशोधित उत्तर प्रदेश सौर ऊर्जा नीति 2022 की प्रयोज्यता के दौरान वैध रहेंगी।

12- ऊर्जा बैंकिंग–

ऐसे संरक्षित उत्पादन संयंत्रों, जो यूपीआरईसी (उत्पादन संयंत्र और संरक्षित उपभोक्ताओं का सत्यापन) विनियमावलियां, 2022 में प्रदत्त मानदण्डों को पूरा करते हैं और सह–उत्पादन संयंत्रों को, विद्यमान तथा नये दोनों, इन विनियमावलियों की अधिसूचना की तिथि से नियंत्रण अवधि के अंत तक, निम्नलिखित रूप में, और उसके उपरांत उल्लिखित शर्तों के अधीन, ऊर्जा बैंक करने की अनुमति दी जाएगी :

- संरक्षित उत्पादन संयंत्र – उसके संरक्षित उपभोक्ताओं के प्रयोग के लिए।
- सह–उत्पादन संयंत्र – स्वयं अपने प्रयोग के लिए।

(i) बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिए, सह–उत्पादन संयंत्र, संरक्षित उत्पादन संयंत्र तथा उनके संरक्षित उपभोक्ता समय–समय पर यथा–संशोधित, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का अधिष्ठापन एवं परिचालन) विनियमावलियां, 2006 तथा सीईए संचार विनियमावलियां, में विनिर्दिष्ट ऊर्जा मीटर अधिष्ठापित करेंगे और स्वचालित दूरस्थ मीटर रीडिंग (एएमआर) सुविधा भी रखेंगे, जिसमें एएमआर सुविधा के उद्देश्य के लिए आवश्यक, यदि कोई हो, अतिरिक्त संचार संसर्ग भी सम्मिलित होंगे:

परंतुक यह कि उपर्लिखित ऊर्जा मीटर यूपीएसएलडीसी के ऊर्जा लेखांकन सॉफ़्टवेयर से सुसंगत होंगे तथा, वास्तविक समयाधार पर और सामयिक आधार पर भी, ऐसे प्रारूप में ऐसी सूचना प्रदान करेंगे जैसा यूपीएसएलडीसी द्वारा विहित किया जाएः

परंतुक और भी कि 11 केवी से कम वाल्टेज से संयोजित संरक्षित उपभोक्ताओं को सीईए मीटरिंग विनियमावलियों के अनुसार स्मार्ट मीटर के प्रयोग का विकल्प होगा।

(ii) बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिए, नये संरक्षित उत्पादन संयंत्रों को वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ व्हीलिंग तथा बैंकिंग अनुबंध करना होगाः

परंतुक यह कि विद्यमान संरक्षित उत्पादन संयंत्रों को भी, इन सीईआरई विनियमावलियों के अंतर्गत, 31 जनवरी 2026 तक अद्यतन, वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ व्हीलिंग तथा बैंकिंग अनुबंध करना होगाः

परंतुक और भी कि, विद्यमान संरक्षित उत्पादन संयंत्रों को, उनके संरक्षित उपभोक्ताओं के मुक्त उपगम प्रमात्रा को घटाने के लिए, उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (निर्बाध उपगम के निबंधन और शर्तें) विनियमावली, 2019 की विनियमावली 15 के अनुसार नोटिस अवधि एवं आंशिक परित्याग पर देय शुल्क में एक एकावधि छूट की अनुमति दी जाती है।

(iii) बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिए, नये सह–उत्पादन संयंत्रों को, निम्नांकित विनियम (iv) में उल्लिखित सीमा के अधीन, वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ पीपीए करना होगाः

परन्तुक यह कि विद्यमान सह–उत्पादन संयंत्रों को, जिनका यूपीपीसीएल/वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ पीपीए है, निम्नांकित विनियम (iv) में उल्लिखित सीमा के अधीन, बैंकिंग का लाभ मिलता रहेगा।

(iv) संरक्षित उत्पादन संयंत्रों को उनके संरक्षित प्रयोक्ताओं के प्रयोग के लिए, जबकि सह–उत्पादन संयंत्रों को उनके स्वयं के प्रयोग के लिए, राज्य तक सीमित ऊर्जा बैंकिंग, निम्नलिखित रूप में अनुमन्य होगीः–

क्रम संख्या	संयंत्र की श्रेणी	अनुमन्य बैंकिंग की मात्रा	निपटान अवधि एवं निपटान के मापदण्ड
1	बगास (Bagasse) आधारित सह–उत्पादक संयंत्र	संबंधित वितरण अनुज्ञापी (Licensee) के साथ की गई अनुबन्धित क्षमता के अनुसार, तिमाही के दौरान अंतर्क्षेपित की गई ऊर्जा की अधिकतम 100 प्रतिशत मात्रा तक बैंकिंग की अनुमति होगी।	बैंक की गई ऊर्जा को (Q+2) तक आगे ले जाया जा सकेगा। उपर्युक्त अवधि की समाप्ति पर यदि कोई बैंक की गई ऊर्जा अप्रयुक्त रह जाती है, तो उसे अनुज्ञापी को विक्रय माना जाएगा तथा उसके लिए ₹1.00 प्रति यूनिट अथवा विद्युत क्रय समझौते (PPA) में अनुमोदित दर, जो भी कम हो, के अनुसार भुगतान किया जाएगा। हालांकि, ऐसी अप्रयुक्त ऊर्जा पर बैंकिंग शुल्क काटा जाएगा तथा संयंत्र को उक्त ऊर्जा के लिए नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र (REC) प्राप्त करने का अधिकार नहीं होगा।
2	नवीकरणीय ऊर्जा आधारित स्व–उपयोगी (Captive) अथवा सह–उत्पादक संयंत्र (बगास को छोड़कर)	माह के दौरान अंतर्क्षेपित की गई ऊर्जा की अधिकतम 25 प्रतिशत या वितरण अनुज्ञापी से संरक्षित प्रयोक्ताओं द्वारा ली गई कुल मासिक विद्युत खपत की 30 प्रतिशत मात्रा, जो भी अधिक हो, तक बैंकिंग की अनुमति होगी। परंतुक यह कि अंतर्क्षेपित की गई ऊर्जा की 25 प्रतिशत या वितरण अनुज्ञापी से कुल मासिक विद्युत	बैंक की गई ऊर्जा को मासिक आधार पर आगे ले जाया जा सकेगा, बशर्ते कि यह स्तंभ संख्या 3 में उल्लिखित सीमा से अधिक न हो। अप्रयुक्त ऊर्जा के लिए कोई भुगतान नहीं किया जाएगा। तथापि, ऐसी अप्रयुक्त ऊर्जा के लिए स्व–उपयोगी अथवा सह–उत्पादक संयंत्र को केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (CERC) के नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र

		खपत की 30 प्रतिशत सीमा जो भी अधिक हो, प्रत्येक स्व–उपयोगकर्ता के लिए पृथक रूप से निर्धारित की जाएगी। नोटः सह–उत्पादक संयंत्रों के मामले में केवल अंतर्क्षेपित ऊर्जा की सीमा ही विचाराधीन होगी।	(REC) विनियम, 2022 तथा उसके संशोधनों के अनुसार REC प्राप्त करने का अधिकार होगाः परन्तुक कि, बायोमास आधारित स्व–उपयोगी अथवा सह–उत्पादक संयंत्र के लिए मासिक सीमा से अधिक अप्रयुक्त ऊर्जा अनुज्ञापी को विक्रय मानी जाएगी और ₹1.00 प्रति यूनिट अथवा PPA में अनुमोदित दर, जो भी कम हो, के अनुसार भुगतान किया जाएगा। ऐसी ऊर्जा पर बैंकिंग शुल्क काटा जाएगा तथा संयंत्र को उक्त ऊर्जा के लिए REC प्राप्त करने का अधिकार नहीं होगा।
3	गैर–नवीकरणीय (Non-RE) स्व–उपयोगी अथवा सह–उत्पादक संयंत्र	माह के दौरान अंतर्क्षेपित की गई ऊर्जा की अधिकतम 5 प्रतिशत मात्रा तक बैंकिंग की अनुमति होगी।	बैंक की गई ऊर्जा को मासिक आधार पर आगे ले जाया जा सकेगा, बशर्ते कि यह मात्रा स्तंभ संख्या 3 में उल्लिखित सीमा के अंतर्गत रहे। अप्रयुक्त ऊर्जा के लिए किसी भी प्रकार का भुगतान नहीं किया जाएगा।
4	नगर ठोस अपशिष्ट (Municipal Solid Waste) आधारित संयंत्र	ऊर्जा की बैंकिंग की अनुमति नहीं है।	लागू नहीं

परंतुक यह कि, 15 मिनट के समय–ब्लॉक में, मेगावाट के आधार पर, 100% ऊर्जा की बैंकिंग अनुमन्य होगीः

परंतुक यह भी कि, उपरोक्त सारिणी के कॉलम 3 में प्रदत्त विभिन्न श्रेणियों के लिए, निर्दिष्ट सीमा तक की प्रतिशत बैंकिंग संरक्षित या सह–उत्पादन संयंत्रों का बंधनमुक्त विवेक होगा, तथा यदि उत्पादनकर्ता अपने श्रेणी के लिए निर्दिष्ट उच्चतम सीमा के भीतर या वहां तक बैंकिंग का लाभ उठाना चाहता है तब अनुज्ञप्तिधारक उन्हें बैंकिंग सीमा को निर्दिष्ट अधिकतम त्रैमासिक/मासिक उच्चतम सीमा से कम करने का आदेश नहीं दे सकता।

(v) आहरित एवं समाप्त की गई बैंक ऊर्जा को 'पहले आओ पहले पाओ' (एफ़आईएफ़ओ) के आधार पर समायोजित किया जाएगा। कृपया उप–बिंदु x) के बाद दिये दृष्टांत का अवलोकन करें।

(vi) बैंकिंग तथा बैंक की गई ऊर्जा की निकासी अग्रिम–दिवस शेड्यूलिंग के अधीन होगी। बैंकिंग सुविधा का लाभ उठाने के लिए ऊर्जा की शेड्यूलिंग, जिसमें बैंक की गई ऊर्जा के साथ–साथ बैंक की गई ऊर्जा के आहरण की शेड्यूलिंग भी सम्मिलित है, अनिवार्य होगी।

(vii) सभी सह–उत्पादक संयंत्रों, संरक्षित उत्पादन संयंत्रों और उनके संरक्षित प्रयोक्ताओं (सौर और पवन उत्पादन संयंत्रों को छोड़कर) के ऊर्जा और डीएसएम खाते यूपीएसएलडीसी द्वारा यूपीईआरसी (निर्बाध उपगम के निबंधन और शर्तें) विनियमावली, 2019 में निहित प्रावधानों के साथ केंद्रीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट डीएसएम विनियमों के अनुसार तैयार किए जाएंगे। जबकि सभी सौर और पवन उत्पादन संयंत्रों के ऊर्जा और डीएसएम खाते यूपीएसएलडीसी द्वारा यूपीईआरसी (फोरकॉसिटिंग, सिड्युलिंग, डैयविऐशन सेटलमेंट एण्ड रिलेटेड मैटर्स ऑफ सोलर एण्ड विंड जनरेशन सोर्स) विनियमावली में निहित प्रावधानों के साथ यूपीईआरसी (निर्बाध उपगम के निबंधन और शर्तें) विनियमावली, 2019 के अनुसार तैयार किए जाएंगे।

(viii) व्यस्ततम से इतर घंटों में बैंक की गई ऊर्जा को केवल व्यस्ततम से इतर घंटों में ही निकालने की अनुमति होगी। व्यस्ततम घंटों में बैंक की गई ऊर्जा को व्यस्ततम और व्यस्ततम से इतर घंटों दोनों में निकालने की अनुमति होगी। व्यस्ततम घंटों का अर्थ आयोग के प्रचलित प्रशुल्क आदेश

(Tariff order) या आयोग के किसी आगामी आदेश के माध्यम से परिभाषित व्यस्ततम घंटे होंगे। व्यस्ततम से इतर घंटों का अर्थ व्यस्ततम घंटों के अलावा सभी घंटे होगाः

परंतुक कि यदि संरक्षित उत्पादन संयंत्र तथा उसके सभी संरक्षित उपभोक्ता किसी एकल वितरण अनुज्ञप्तिधारक के क्षेत्र में अवस्थित नहीं हैं, तो, उनकी समस्त संरक्षित व्यवस्था पर लागू व्यस्ततम और व्यस्ततम से इतर घंटे उस वितरण अनुज्ञप्तिधारक के होंगे जिसके क्षेत्र में संरक्षित उत्पादन संयंत्र अवस्थित है।

(ix) सह–उत्पादन संयंत्र द्वारा ली गई ऊर्जा, जो बैंक की गई ऊर्जा के विरुद्ध नहीं है, या संरक्षित उत्पादन संयंत्र द्वारा स्वयं के प्रयोग के लिये ली गई ऊर्जा, जो मीटर रीडिंग द्वारा निर्धारित की गई है, संयंत्र द्वारा क्रीत ऊर्जा मानी जाएगी। वितरण अनुज्ञप्तिधारक से ली गई ऐसी ऊर्जा का बिल आयोग द्वारा समय–समय पर निर्दिष्ट खुदरा प्रशुल्क आदेश (Tariff order) की एचवी–2 श्रेणी की दर अनुसूची के अनुसार लिया जाएगा।

(x) माह के अंत में अग्रेषित की जाने वाली, बैंक की गई ऊर्जा की गणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगीः–

$BCF^n = BBF^{n-1} + BE^n - WE^n - BC^n$ जहां,

BCF^n = nth माह के अंत में आगे ले जाने के लिए उपलब्ध बैंक की गई ऊर्जा जिस पर विनियमन (iv) में निर्दिष्ट मासिक सीमा लागू की जानी है।

BBF^{n-1} = $(n-1)^{th}$ माह से आगे लाई गई बैंक की गई ऊर्जा।

BE^n = उपभोग छोर पर, अर्थात हॉनियॉ घटाने के पश्चात, n^{th} माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में बैंक की गई ऊर्जा का योग (96 x दिनों की संख्या)।

WE^n = n^{th} माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में, बैंक की गई ऊर्जा में से निकासी की गई ऊर्जा का योग (96 x दिनों की संख्या)।

BC^n = n^{th} माह में निकासी की गई ऊर्जा पर, ऊर्जा के रूप में, लगाया गया बैंकिंग शुल्क।

ऊर्जा के अग्रेषण तथा शेष बची हुई बैंक की गई ऊर्जा की प्रक्रिया दृष्टांत–1 में दर्शित है।

दृष्टांत–1

क्रम	प्रतीक	विवरण	ऊर्जा (एम यू)	टिप्पणी
1	BBF^{n-1}	मान लीजिये कि (एन–1)वें माह से अग्रेषित बैंक की गई ऊर्जा	25	
2		मान लीजिये कि एनवें माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में अंतर्क्षेपित ऊर्जा	90	
3		मान लीजिये कि एनवें माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में अंतर्क्षेपित ऊर्जा में से खपत की गई ऊर्जा	60	
4	BE^n	उपभोग छोर पर, अर्थात हॉनियां घटाने के पश्चात, n^{th} माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में बैंक की गई ऊर्जा का योग	27 (2–3–हानियां)	(1–X/100)*(1–Y/100)*(90MU–60 MU) = 27 MU (यह मानते हुए कि '(1–X/100)*(1–Y/100)' = 0.9)

5	WE^n	n^{th} माह के सभी 15–मिनट समय खंडों में, बैंक की गई ऊर्जा में से निकासी की गई ऊर्जा का योग	20	यह ऊर्जा एफ़आईएफ़ओ सिद्धांत के अनुसार क्रम–1 पर बैंक की गई ऊर्जा से आहरित ऊर्जा मानी जाएगी।
6	BC^n	n^{th} माह में निकासी की गई ऊर्जा पर, ऊर्जा के रूप में, लगाया गया बैंकिंग शुल्क।	1.6 (5 का 8%)	सौर या वायु ऊर्जा मानते हुए, बैंकिंग शुल्क को 8% की दर से धारित किया गया है।
7	BCF^n	n^{th} माह के अंत में आगे ले जाने के लिए उपलब्ध बैंक की गई ऊर्जा जिस पर विनियम (iv) में निर्दिष्ट मासिक सीमा लागू की जानी है।	30.4 (1+4–5–6)	25MU+27MU-20MU-1.6MU = 30.4MU
8		विनियम (iv) में विनिर्दिष्ट मासिक अधिकतम सीमा लागू करके एन$^{वें}$ माह के अंत में अग्रेषण के लिए अनुमन्य बैंक की गई ऊर्जा।	22.5 (2 का 25%)	एन$^{वें}$ माह के अंत में बैंक की गई उपलब्ध ऊर्जा, अर्थात् 30.4MU में से केवल 22.5MU अग्रेषण के लिए अनुमन्य होगी और शेष 7.9MU [क्रम–1 में से बची हुई 3.4MU (25–20–1.6) तथा क्रम–4 (27MU) में से 4.5MU ऊर्जा] एफ़आईएफ़ओ सिद्धांत के अनुसार व्यपगत (lapsed) मानी जाएगी।

टिप्पणी: उपरोक्त दृष्टांत इस धारणा पर आधारित हैं कि माह में अंतर्क्षेपित ऊर्जा का 25%, वितरण अनुज्ञप्तिधारक से की गई ऊर्जा की खपत के 30% से उच्चतर होगा।

(xi) प्रत्येक 15 मिनट के समय खंड में बैंक की गई ऊर्जा, जिसका निर्धारण उपभोग छोर पर, अर्थात हाँनियाँ घटाने के पश्चात किया जाएगा, पर बैंकिंग शुल्क, बैंक की गई ऊर्जा से निकासी के समय लगाया जाएगा। ऊर्जा के रूप में, बैंकिंग शुल्क पवन, सौर और हाइब्रिड आरई जिसमें पवन और सौर ऊर्जा शामिल हैं, के लिए 8% होगा, तथा अन्य सभी संरक्षित तथा सह–उत्पादन संयंत्रों के लिए 12% होगाः

परंतुक कि, सह–उत्पादन संयंत्रों के लिए, जिनका आहरण तथा अंतर्क्षेपण बिंदु एक ही है, हानियों का समायोजन नहीं किया जाएगा और बैंकिंग सकल ऊर्जा पर अनुमन्य होगी।

हानियां समय–समय पर संशोधित यूपीईआरसी (निर्बाध उपगम के निबंधन और शर्तें) विनियमावलियां, 2019 के अनुसार लागू होंगी। खुदरा प्रशुल्क आदेशों (Tariff order) में आयोग द्वारा प्रदत्त आंतर–राज्यीय पारेषण हानियों एवं विभिन्न आपूर्ति वोल्टेज पर वितरण हानियों के लागू किये जाने का दृष्टांत निम्न दृष्टांत–2 में दर्शित है।

दृष्टांत–2

क्रम सं0	विवरण	मूल्य	टिप्पणी
1	मान लीजिये कि सीजीपी द्वारा किसी अवधि–खण्ड में अंतर्क्षेपित कुल ऊर्जा =	100	
2	मान लीजिये कि उक्त अवधि–खण्ड में संरक्षित प्रयोक्ता 1 को आवंटित ऊर्जा =	क	सीजीपी के लिए 2 संरक्षित प्रयोक्ता मानते हुए।
	मान लीजिये कि उक्त अवधि–खण्ड में संरक्षित प्रयोक्ता 2 को आवंटित ऊर्जा =	(100–क)	

3	मान लीजिये कि आयोग के विनिर्दिष्ट प्रयोज्य खुदरा प्रशुल्क आदेशों में आंतर–राज्यीय पारेषण हानियां =	(X)%	
4	मान लीजिये कि आयोग के विनिर्दिष्ट प्रयोज्य खुदरा प्रशुल्क आदेशों में संरक्षित प्रयोक्ता 1 के आपूर्ति वोल्टेज पर वितरण हानियां =	(Y1)%	
	मान लीजिये कि आयोग के विनिर्दिष्ट प्रयोज्य खुदरा प्रशुल्क आदेशों में संरक्षित प्रयोक्ता 2 के आपूर्ति वोल्टेज पर वितरण हानियां =	(Y2)%	
5	पारेषण एवं वितरण हानियों को घटाने के पश्चात् उक्त अवधि–खण्ड में प्रयोग या बैंकिंग के लिए संरक्षित प्रयोक्ता 1 को उपलब्ध अंतर्क्षेपित ऊर्जा	क*(1–X/100)*(1– Y1/100)	
	पारेषण एवं वितरण हानियों को घटाने के पश्चात् उक्त अवधि–खण्ड में प्रयोग या बैंकिंग के लिए संरक्षित प्रयोक्ता 2 को उपलब्ध अंतर्क्षेपित ऊर्जा	(100–क)*(1–X/100)*(1– Y2/100)	

(xii) (a) संरक्षित व्यवस्था में उपभोक्ता के छोर पर, व्हील्ड ऊर्जा का निपटान प्राथमिकता के निम्नलिखित क्रम में होगाः–

(i) हानि की कटौती के बाद संरक्षित उत्पादन;

(ii) बैंक की गई ऊर्जा;

(iii) एक्सचेंज/द्विपक्षीय लेनदेन के माध्यम से अन्य निर्बाध उपगम ऊर्जा, यदि लागू हो;

(iv) डिस्कॉम ऊर्जाः

परंतुक कि, जहां कोई संरक्षित प्रयोक्ता एक से अधिक संरक्षित उत्पादन संयंत्र से ऊर्जा का लाभ उठा रहा है, तो संयोजन के लिए उपलब्ध शुद्ध व्हील्ड ऊर्जा, संगत अवधि में प्रत्येक संरक्षित उत्पादन संयंत्र द्वारा अंतर्क्षेपित ऊर्जा के हिस्से के समानुपात में यथानुपात आधार पर आवंटित तथा तय किया जाएगा।

(b) किसी सह–उत्पादन संयंत्र की बैंक की गई ऊर्जा का निपटान प्राथमिकता के निम्नलिखित क्रम में होगाः–

(i) बैंक की गई ऊर्जा;

(ii) एक्सचेंज/द्विपक्षीय लेनदेन के माध्यम से अन्य निर्बाध उपगम ऊर्जा, यदि लागू हो;

(iii) डिस्कॉम ऊर्जा।

(xiii) इन विनियमावलियों की अधिसूचना की तिथि को शेष बची हुई बैंक की गई ऊर्जा का निपटान यूपीईआरसी (कैप्टिव एवं रिन्युएबिल ऊर्जा उत्पादन संयंत्र) विनियमावली, 2019 के प्रावधानों के अनुसार किया जाएगाः

परन्तुक यह कि, इस विनियमावली की अधिसूचना की तिथि तक शेष बची हुई बैंक की गई ऊर्जा का उपयोग 31 जनवरी 2026 तक किया जा सकता है, ऐसा न करने पर ऐसी अप्रयुक्त बैंक की गई ऊर्जा व्यपगत (lapsed) मानी जाएगी, और ऐसी व्यपगत ऊर्जा के लिए किसी भी मुआवजे का दावा/भुगतान नहीं किया जाएगाः

परन्तुक यह भी कि, मौजूदा संरक्षित उत्पादन संयंत्र, जिन्हें इन विनियमों के अनुसार 31 जनवरी 2026 तक वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साथ नए व्हीलिंग और बैंकिंग समझौते में प्रवेश करने की आवश्यकता होगी, इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि तक शेष बची हुई बैंक की गई ऊर्जा का उपयोग 31 मार्च 2026 तक किया जा सकता है, ऐसा न करने पर ऐसी अप्रयुक्त बैंक की गई ऊर्जा व्यपगत मानी जाएगी, और इसके लिए किसी भी मुआवजे का दावा/भुगतान नहीं किया जाएगाः

परन्तुक यह भी कि, नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र, व्यपगत बैंक की गई बैंक ऊर्जा के विरूद्ध, सीईआरसी (आरईसी) विनियम, 2022 और उसके संशोधनों के प्रावधानों के अधीन नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण-पत्र (आरईसी) प्राप्त करने के हकदार होंगे।

13- ऊर्जा निष्क्रमण–

I- 5 मेगावाट या अधिक के वशवर्ती उत्पादन संयंत्र और नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन संयंत्र, यूपीईआरसी (आंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को संयोजकता प्रदानं) विनियमावलियां, 2010 तथा उसके संशोधनों के अनुसार 33 केवी या उससे अधिक पर पारेषण प्रणाली के माध्यम से संयोजकता लेंगे, जबकि अपने क्षेत्र में 33 केवी उपकेंद्र पर पर्यवसित होने वाले 11 केवी या 33 केवी लाइन उससे अधिक वितरण प्रणाली के साथ अंतर–संयोजकता निम्नलिखित संस्थापित क्षमता और वोल्टेज के अनुसार होगीः–

(क) 11 केवी पर 4 मेगावाट तक की अनुबंधित क्षमता;

(ख) 33 केवी पर 4 मेगावाट से अधिक और 20 मेगावाट तक की अनुबंधित क्षमता।

II- वितरण लाइसेंसी या राज्य पारेषण उपयोगिता यह सुनिश्चित करेगी कि तकनीकी व्यवहार्यता के अधीन लाइन की लंबाई कम करने के लिए उत्पादन संयंत्र को यूपीईआरसी संयोजन विनियम, 2010 के अनुसार निकटतम सबस्टेशन से जोड़ने की अनुमति हैः

परन्तुक यह कि विद्यमान संयंत्रों के मामले में, संयोजन बिंदु तथा संयोजन व्यवस्था वही होंगी जो इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि को विद्यमान थी।

III- उत्पादन संयंत्र (एमएसडब्लू संयंत्र को छोड़कर) अपने संयंत्र को वितरण अनुज्ञप्तिधारक या एसटीयू/किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारक के उप–केन्द्र से जोड़ने के लिए निकासी प्रणाली के निर्माण के लिए जिम्मेदार होंगे, जैसा कि पीपीए में आयोग द्वारा अनुमोदित योजना के अनुसार, स्वयं या उस उद्देश्य के लिए नियुक्त किसी अन्य अभिकरण के माध्यम से किया जाएगा। उप–केन्द्र तक समर्पित पारेषण लाइन बिछाने, आवश्यक बाड़ा, संबंधित टर्मिनल उपकरण और समन्वयन उपकरण की लागत उत्पादन संयंत्र (एमएसडब्लू संयंत्र को छोड़कर) द्वारा वहन की जाएगी और ऐसे कार्य वितरण अनुज्ञप्तिधारक/एसटीयू या उस क्षेत्र के किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारक के अनुमोदन और पर्यवेक्षण के अंतर्गत किए जाएंगे जिसमें संयंत्र स्थित है।

IV- यदि उत्पादन कंपनी एस0टी0यू0/ पारेषण अनुज्ञप्तिधारक/वितरण अनुज्ञप्तिधारक से इतर किसी अन्य द्वारा समर्पित पारेषण लाइन का निर्माण करवाना चुनती है, तो पर्यवेक्षण शुल्क वितरण अनुज्ञप्तिधारक या एस0टी0यू0 या किसी भी पारेषण अनुज्ञप्तिधारक, जैसा भी मामला हो, आयोग द्वारा निर्दिष्ट और समय–समय पर संशोधित आपूर्ति संहिता के अनुसार देय होगा।

14- समर्पित पारेषण लाइनों और उपकरणों का रखरखाव–

I- उत्पादन संयंत्र (एमएसडब्लू संयंत्र को छोड़कर) उत्पादन संयंत्र के छोर पर टर्मिनल उपकरणों और समर्पित पारेषण लाइनों के रखरखाव के लिए जिम्मेदार होंगे। हालांकि, वितरण अनुज्ञप्तिधारक या एसटीयू, जैसा भी मामला हो, उत्पादन संयंत्र (एमएसडब्लू प्लांट को छोड़कर) द्वारा वांछित होने पर, पारस्परिक रूप से सहमत शुल्क पर समर्पित पारेषण लाइन का रखरखाव करेंगे।

II- वितरण अनुज्ञप्तिधारक या पारेषण अनुज्ञप्तिधारक या एस0टी0यू0, जैसा भी मामला हो, संबंधित अनुज्ञप्तिधारक के उप–केन्द्र पर टर्मिनल उपकरणों के रखरखाव के लिए जिम्मेदार होगा। संचालन और रखरखाव लागत को संबंधित अनुज्ञप्तिधारक या एसटीयू के व्हीलिंग और पारेषण शुल्क का निर्धारण करते समय आयोग द्वारा पास–थ्रू माना जाएगा।

III- एमएसडब्ल्यू संयंत्रों के मामले में, उप–केन्द्र और पारेषण लाइन के रखरखाव पर कुल लागत, जिसमें बाड़ा आदि भी शामिल है, वितरण अनुज्ञप्तिधारक या एसटीयू या किसी अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा वहन की जाएगी, जैसा भी मामला हो, और व्यय की गई लागत एस0टी0यू0 या किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारक या वितरण अनुज्ञप्तिधारक के प्रशुल्क में शामिल की जाएगी।

15- मीटरिंग व्यवस्था–

उत्पादन संयंत्र, समय–समय पर संशोधित केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियमावलियां, 2006 में यथा निर्दिष्ट, दुहरे–पोर्ट संचार सुविधायुक्त एएमआर ऊर्जा मीटर्स संयोजन उपकेंद्र तथा संयंत्र के छोर पर प्रदान करेंगे तथा एसटीयू और/अथवा सीईए द्वारा अधिसूचित सभी मीटरिंग आवश्यकताओं का अनुपालन करेंगे:

परन्तुक कि रिकॉर्डिंग और बिलिंग उद्देश्यों के लिए अंतःक्षेपण बिंदु एसटीयू/ पारेषण अनुज्ञप्तिधारक या वितरण अनुज्ञप्तिधारक का उपकेंद्र होगा; जैसा भी मामला हो: तथापि आहरित ऊर्जा के लिये बिलिंग उत्पादन संयंत्र, पीएसएस अंत पर लगे मीटर से की जायेगी जिससे कि फेरांटी प्रभाव को दूर किया जा सके।

परन्तुक यह भी कि जनरेटर टर्मिनल पर मीटरिंग सीईए द्वारा जारी दिशा–निर्देशों/ विनियमों के अनुसार होगी:

परन्तुक और भी कि बिल की गई ऊर्जा की गणना करते समय, सबस्टेशन पर ली गई एमडब्ल्यूएच में मीटर रीडिंग को पारेषण हानि की भरपाई के लिए निम्नलिखित कारक से गुणा किया जाएगा (लाइन हानि को प्रति किमी/मेगावाट प्रतिशत के रूप में लिया जाएगा):

Multiplying Factor = 100 / (100 - 0.001 x L x CC)

L = Length of dedicated transmission line in km

CC = Contracted Capacity in MW

Loss factor = 0.001/km/MW

16- ऊर्जा लेखांकन और बिलिंग–

एसएलडीसी ऊर्जा लेखा और डीएसएम बिलिंग करेगा और इसे यूपीईआरसी के उपयुक्त विनियमों के प्रावधानों के अनुसरण में एसएलडीसी द्वारा तैयार की गई योजना के अनुसार ग्रिड के साथ अंतक्रिया करने वाली उपयोगिताओं को सूचित किया जाएगा:

परंतुक यह कि यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारक को विक्रय उस क्षेत्र के पारेषण प्रणाली का प्रयोग किये बिना किया जाता है तो संयुक्त मीटर रीडिंग की जायेगी यदि यूपीईजीसी/आईजीसी और प्रयोज्य विनियमावलियों में पृथक तंत्र नहीं दिया गया है ऐसी स्थिति में बिलिंग उत्पादन संयंत्रों द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारक के साहचर्य में ऊर्जा लेखांकन किया जायेगा:

परंतुक यह कि जो उत्पदान संयंत्र राज्यीय पारेषण प्रणाली को शामिल किये बिना वितरण प्रणाली से जुड़े हैं, बैंकिंग सुविधा के लिए भी पात्रित होंगे, यदि वे अपने परिसर में एएमआर मीटर लगाएँ और एसएलडीसी के साथ संपर्क हेतु संगत संचार सुविधा उपलब्ध करायें। ऐसी स्थिति में ही एसएलडीसी इन उत्पादन संयंत्रों के लिए बैंकिंग सुविधा प्रदान करने और सूचीबद्ध करने के लिए उत्तरदायी होगा। एसएलडीसी को निर्देश दिया जाता है कि वह 31 मार्च, 2026 तक अपने सॉफ्टवेयर को उन्नत करे और उक्त उत्पादन संयंत्रों को सूचीबद्ध और बैंकिंग सुविधा प्रदान करने में पूरी तरह सक्षम हो जायें। ऐसे मामलों में, लागू विनियमों के अनुसार डीएसएम भी लागू हो जायेगा:

परंतुक यह भी कि अनंतिम प्रशुल्क के कारण होने वाले अधिक या कम शुल्क की वसूली, जैसा कि आयोग के स्वतः–संज्ञान 69/एसएम/2024 के दिनांक 07–05–2024 में प्रदत्त है, प्रशुल्क आधारित पूर्व–प्रभावी संयोजन के अधीन होगी, जैसे आयोग इन विनियमावलियों के अंतर्गत निर्दिष्ट करता है। ऐसे अंतिम प्रशुल्क के आधार पर, उत्पादन संयंत्र, अनंतिम प्रशुल्क के प्रभावी रहने की अवधि के लिए, अधिक या कम शुल्क की राशि की गणना करेंगे और, वितरण अनुज्ञप्तिधारक को देय या उससे प्राप्य ऐसी राशि की साधारण ब्याज के साथ बिलिंग करेंगे, जो अधिक या कम शुल्क की वसूली से संगत वर्ष के 1 अप्रैल के बैंक दर के समान होगी।

17- आयोग की अंतर्निहित शक्तियाँ–

I- इन विनियमों में ऐसा कुछ भी नहीं माना जाएगा जो न्याय के उद्देश्यों को पूरा करने के लिए आवश्यक आदेश देने के लिए आयोग की अंतर्निहित शक्तियों को सीमित या अन्यथा प्रभावित करता हो।

II- इन विनियमों में कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगी जो इस विनियमन के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, यदि आयोग किसी मामले या

मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को देखते हुए ऐसे मामले या मामलों के वर्ग से निपटने के लिए इसे आवश्यक या समीचीन समझता है।

III- इन विनियमों में कोई भी बात, स्पष्ट रूप से या निहित रूप से, आयोग को किसी ऐसे मामले से निपटने या अधिनियम के अंतर्गत किसी शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी जिसके लिए कोई विनियमन नहीं बनाया गया है, आयोग ऐसे मामलों से उस तरीके से निपट सकता है जिसे वह उचित समझता है।

18- संशोधन करने की शक्ति–

आयोग किसी भी समय इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को जोड़, बदल, परिवर्तित, रूपांतरित या संशोधित कर सकता है।

19- कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति–

यदि इन विनियमों के प्रावधान को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग सामान्य या विशिष्ट आदेश द्वारा ऐसे प्रावधान, जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों, जो कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों, कर सकता है।

20- शिथिल करने की शक्ति–

आयोग, लिखित रूप में अभिलेखित किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों के प्रावधानों को स्वतः–स्फूर्त रूप से या किसी इच्छुक पक्ष द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर शिथिल कर सकता है।

21- निरसन और व्यावृत्तियाँ–

I- इन विनियमावलियों में अन्यथा प्रावधान को छोड़कर, उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वशवर्ती और नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र) विनियमावलियां, 2019 और संबंधित संशोधन इन विनियमावलियों के प्रभावी होने की तिथि से निरस्त माने जाएंगे।

II- ऐसे निरसन के बावजूद, निरसित विनियमावलियों के अंतर्गत किया गया या किया जाने का प्रकल्पित कोई भी कार्य इन विनियमावलियों के अंतर्गत किया गया या किया जाने का प्रकल्पित माना जाएगा, जब तक कि इन विनियमावलियों में अन्यथा विहित न हो।

आयोग के आदेश से,

सुमीत कुमार अग्रवाल,
सचिव,
उ0प्र0वि0नि0आ0।

निम्नलिखित विद्यमान से वितरण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा ऊर्जा–क्रय का सामान्य प्रशुल्कः–

(i) (ग़ैर–आरई) वशवर्ती उत्पादन संयंत्र,
(ii) नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन संयंत्र, जैसे बायोगैस आधारित उत्पादन,
(iii) बायोमास (चावल की भूसी आधारित) उत्पादन,
(iv) नगर निगम ठोस अपशिष्ट आधारित उत्पादन, तथा
(v) लघु जलविद्युत उत्पादन।

जो पीपीए के अधीन वितरण अनुज्ञप्तिधारक को ऊर्जा आपूर्ति करते हैं, अनुसूची–I के अनुसार होगा जो 01–04–2024 से लागू होगा।

अनुसूची–I : बिजली की बिक्री के लिए प्रशुल्क (कृपया विनियम 6 (I) का संदर्भ लें।

1- वशवर्ती ऊर्जा उत्पादन संयंत्र (ग़ैर–आरई)–

(1.1) 100 मेगावाट तक की इकाई आकार के विद्यमान संयंत्रों के लिए स्थिर और परिवर्तनीय लागत नीचे दर्शाए अनुसार निर्धारित की गई हैः–

तालिका 1: निश्चित लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2005–06 से पूर्व	0.67	0.70	0.72	0.74	0.77
वित्तीय वर्ष 2010–11	0.82	0.84	0.87	0.89	0.91
वित्तीय वर्ष 2014–15	1.18	1.20	0.88	0.90	0.92

तालिका 2: परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

वित्तीय वर्ष	परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)
वि0व0 2024–25	2.26
वि0व0 2025–26	2.33
वि0व0 2026–27	2.41
वि0व0 2027–28	2.50
वि0व0 2028–29	2.58

तालिका 3: पूर्ण प्रशुल्क (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2005–06 से पूर्व	2.93	3.03	3.13	3.24	3.35
वित्तीय वर्ष 2010–11	3.08	3.17	3.28	3.39	3.49
वित्तीय वर्ष 2014–15	3.44	3.53	3.29	3.40	3.50

(1.2) आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारकों को अधिनियम की धारा 63 के तहत प्रतिस्पर्धी बोली की प्रक्रिया के माध्यम से 1 अप्रैल 2024 को या उसके बाद चालू किए गए वशवर्ती ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों (ग़ैर–आरई) से विद्युत क्रय करने का निर्देश देता है।

(1.3.) वशवर्ती ऊर्जा उत्पादन संयंत्र का प्रशुल्क 85% पीएलएफ़ पर निर्धारित किया गया है। 85% से अधिक वृद्धिशील वार्षिक पीएलएफ़ के अनुरूप एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए, 50 पैसे प्रति यूनिट की दर से प्रोत्साहन देय होगा।

2- खोई आधारित उत्पादन एवं सह–उत्पादन संयंत्र–

(2.1) वित्तीय वर्ष 2005–06 से वित्तीय वर्ष 2008–09 के दौरान/उसके पहले चालू किए गए विद्यमान संयंत्रों के लिए स्थिर एवं परिवर्तनीय लागत, कुल प्रशुल्क और वार्षिक स्थिर लागत निम्नानुसार होगीः–

तालिका 4: निश्चित लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2005–06 या उससे पूर्व	1.31	1.17	1.20	1.24	1.28
वित्तीय वर्ष 2006–07	1.32	1.36	1.22	1.25	1.30
वित्तीय वर्ष 2007–08	1.35	1.38	1.23	1.27	1.31
वित्तीय वर्ष 2008–09	1.36	1.39	1.43	1.47	1.32

तालिका 5: परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

वित्तीय वर्ष	परिवर्तनीय लागत
वि0व0 2024–25	3.02
वि0व0 2025–26	3.11
वि0व0 2026–27	3.21
वि0व0 2027–28	3.30
वि0व0 2028–29	3.40

तालिका 6: पूर्ण प्रशुल्क (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2005–06 या उससे पूर्व	4.33	4.28	4.41	4.54	4.68
वित्तीय वर्ष 2006–07	4.34	4.47	4.43	4.55	4.70
वित्तीय वर्ष 2007–08	4.37	4.49	4.44	4.57	4.71
वित्तीय वर्ष 2008–09	4.38	4.50	4.64	4.77	4.72

तालिका 7: वार्षिक निश्चित लागत (प्रति मेगावाट लाख रु0 में)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2005–06 या उससे पहले	52.39	46.73	48.24	49.83	51.50
वित्तीय वर्ष 2006–07	53.08	54.52	48.71	50.29	51.95
वित्तीय वर्ष 2007–08	53.97	55.42	49.41	51.01	52.68
वित्तीय वर्ष 2008–09	54.40	55.84	57.36	58.95	52.86

(2.2) वित्तीय वर्ष 2009–10 से वित्तीय वर्ष 2013–14 के दौरान चालू किए गए विद्यमान संयंत्रों के लिए स्थिर एवं परिवर्तनीय लागत, कुल प्रशुल्क और वार्षिक स्थिर लागत निम्नानुसार होगी:–

तालिका 8: निश्चित लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2009–10	1.45	1.49	1.53	1.57	1.62
वित्तीय वर्ष 2010–11	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61
वित्तीय वर्ष 2011–12	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61
वित्तीय वर्ष 2012–13	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61
वित्तीय वर्ष 2013–14	1.45	1.48	1.51	1.54	1.57

तालिका 9: परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

वित्तीय वर्ष	परिवर्तनीय लागत
वि0व0 2024–25	2.86
वि0व0 2025–26	2.94
वि0व0 2026–27	3.03
वि0व0 2027–28	3.12
वि0व0 2028–29	3.21

तालिका 10: पूर्ण प्रशुल्क (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2009–10	4.31	4.43	4.56	4.69	4.83
वित्तीय वर्ष 2010–11	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
वित्तीय वर्ष 2011–12	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
वित्तीय वर्ष 2012–13	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
वित्तीय वर्ष 2013–14	4.31	4.42	4.54	4.66	4.78

तालिका 11: वार्षिक निश्चित लागत (रु0 लाख/मेगावाट)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2009–10	57.96	59.54	61.19	62.93	64.76
वित्तीय वर्ष 2010–11	58.03	59.58	61.20	62.90	64.68
वित्तीय वर्ष 2011–12	58.10	59.61	61.19	62.85	64.60
वित्तीय वर्ष 2012–13	58.17	59.64	61.19	62.81	64.51
वित्तीय वर्ष 2013–14	58.24	59.38	60.56	61.79	63.07

(2.3.) वित्त वर्ष 2014–15 से वित्त वर्ष 2018–19 के दौरान चालू विद्यमान संयंत्रों के लिए स्थिर एवं परिवर्तनीय लागत, कुल प्रशुल्क और वार्षिक स्थिर लागत निम्नानुसार होगी:–

तालिका 12: निश्चित लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2014–15	2.01	1.98	1.59	1.63	1.67
वित्तीय वर्ष 2015–16	2.11	2.07	2.03	1.63	1.67
वित्तीय वर्ष 2016–17	2.22	2.18	2.14	2.09	1.68
वित्तीय वर्ष 2017–18	2.32	2.27	2.23	2.19	2.14
वित्तीय वर्ष 2018–19	2.43	2.38	2.34	2.29	2.25

तालिका 13: परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

वित्तीय वर्ष	परिवर्तनीय लागत
वि0व0 2024–25	2.86
वि0व0 2025–26	2.94
वि0व0 2026–27	3.03
वि0व0 2027–28	3.12
वि0व0 2028–29	3.21

तालिका 14: पूर्ण प्रशुल्क (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2014–15	4.87	4.92	4.62	4.75	4.88
वित्तीय वर्ष 2015–16	4.97	5.01	5.06	4.75	4.88
वित्तीय वर्ष 2016–17	5.08	5.12	5.17	5.21	4.89
वित्तीय वर्ष 2017–18	5.18	5.21	5.26	5.31	5.35
वित्तीय वर्ष 2018–19	5.29	5.32	5.37	5.41	5.46

तालिका 15: वार्षिक निश्चित लागत (रु0 लाख/मेगावाट)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2014–15	80.73	79.22	63.64	65.19	66.81
वित्तीय वर्ष 2015–16	84.70	83.07	81.51	65.46	67.04
वित्तीय वर्ष 2016–17	88.84	87.09	85.41	83.81	67.27
वित्तीय वर्ष 2017–18	92.98	91.12	89.32	87.60	85.94
वित्तीय वर्ष 2018–19	97.52	95.54	93.63	91.78	90.00

(2.4) आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारकों को अधिनियम की धारा 63 के तहत प्रतिस्पर्धी बोली की प्रक्रिया के माध्यम से 1 अप्रैल, 2024 को या उसके बाद चालू किए गए खोई–आधारित उत्पादन और सह–उत्पादन संयंत्रों (ग़ैर–आरई) से विद्युत क्रय करने का निर्देश देता है।

(2.5) खोई–आधारित उत्पादन संयंत्रों का प्रशुल्क 50% पीएलएफ पर निर्धारित किया गया है। 50% से अधिक वृद्धिशील वार्षिक पीएलएफ़ के अनुरूप एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए, 50 पैसे प्रति यूनिट की दर से प्रोत्साहन देय होगा।

3- बायोमास (चावल की भूसी आधारित) उत्पादन संयंत्र–

(3.1) इन विनियमों की नियंत्रण अवधि के लिए तीन विद्यमान संयंत्रों के लिए निश्चित और परिवर्तनीय लागत और कुल प्रशुल्क निम्नानुसार होंगे:–

तालिका 16: निश्चित लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2008–09	1.72	1.78	1.85	1.92	1.85
वित्तीय वर्ष 2013–14	1.74	1.80	1.86	1.93	2.00

तालिका 17: परिवर्तनीय लागत (रु0/किलोवाट घंटा)

वित्तीय वर्ष	परिवर्तनीय लागत
वि0व0 2024–25	6.05
वि0व0 2025–26	6.26
वि0व0 2026–27	6.47
वि0व0 2027–28	6.70
वि0व0 2028–29	6.93

तालिका 18: कुल दर (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2008–09	7.77	8.04	8.32	8.62	8.78
वित्तीय वर्ष 2013–14	7.79	8.06	8.33	8.63	8.93

तालिका 19: वार्षिक निश्चित लागत (रु0 लाख/मेगावाट)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2008–09	108.39	112.34	116.48	120.82	116.99
वित्तीय वर्ष 2013–14	109.64	113.44	117.42	121.60	125.98

(3.2) आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारकों को अधिनियम की धारा 63 के तहत प्रतिस्पर्धी बोली की प्रक्रिया के माध्यम से 1 अप्रैल 2024 को या उसके बाद चालू किए गए बायोमास (चावल की भूसी आधारित) परियोजनाओं से विद्युत क्रय करने का निर्देश देता है।

(3.3) बायोमास (चावल की भूसी) आधारित उत्पादन संयंत्रों का प्रशुल्क 80% पीएलएफ़ पर निर्धारित किया गया है। 80% से अधिक वृद्धिशील वार्षिक पीएलएफ़ के अनुरूप एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए, 50 पैसे प्रति यूनिट की दर से प्रोत्साहन देय होगा।

4- नगर निगम ठोस अपशिष्ट आधारित उत्पादन संयंत्र–

(4.1) नगर निगम ठोस अपशिष्ट आधारित उत्पादन संयंत्रों के लिए प्रभावी प्रशुल्क निम्नानुसार होगा:–

तालिका 20: कुल दर (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2017–18	7.56	7.68	7.82	7.96	8.11

(4.2.) नगर निगम के ठोस अपशिष्ट आधारित उत्पादन संयंत्रों का प्रशुल्क 75% पीएलएफ़ पर निर्धारित किया गया है। 75% से अधिक वृद्धिशील वार्षिक पीएलएफ़ के अनुरूप बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए, 50 पैसे प्रति यूनिट की दर से प्रोत्साहन देय होगा।

(4.3.) आयोग, 1 अप्रैल 2024 को या उसके बाद चालू की गई परियोजनाओं के लिए केस–प्रति–केस आधार पर परियोजना–विशिष्ट प्रशुल्क निर्धारित करेगा।

5- लघु जल विद्युत आधारित उत्पादन संयंत्र–

(5.1.) वित्तीय वर्ष 2006–07 के दौरान चालू किए गए लघु जल विद्युत संयंत्रों के लिए प्रभावी प्रशुल्क निम्नानुसार होगा:–

तालिका 21: कुल दर (रु0/किलोवाट घंटा)

स्थापना का वर्ष	वि0व0 2024–25	वि0व0 2025–26	वि0व0 2026–27	वि0व0 2027–28	वि0व0 2028–29
वित्तीय वर्ष 2006–07	1.71	1.75	1.80	1.85	1.91

(5.2) लघु जल विद्युत संयंत्रों का प्रशुल्क 35% सीयूएफ़ निर्धारित किया गया है। 35% से अधिक वृद्धिशील वार्षिक सीयूएफ़ के अनुरूप एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए, 50 पैसे प्रति यूनिट की दर से प्रोत्साहन देय होगा।

(5.3) आयोग, 1 अप्रैल, 2024 को या उसके बाद चालू की गई परियोजनाओं के लिए केस–प्रति–केस आधार पर परियोजना–विशिष्ट प्रशुल्क निर्धारित करेगा।

****

संलग्नक–I

क्रम सं0	उत्पादन संयंत्र का नाम	उत्पादन संयंत्र का प्रकार	अवस्थिति	मेगावाट में संस्थापित क्षमता	मेगावाट में संविदा क्षमता	एमयू में ऊर्जा विक्रय	एमयू में बैंक की गई ऊर्जा	पीपीए/एसपीपीए की तिथि	एमयू प्रतिशतता में पीएलएफ़/सीयूएफ़	टिप्पणी
1	–	खोई								
2	–	बायोमास								
3	–	जीवाश्म ईंधन/कोयला								
4	–	सोलर पीवी								
5	–	एमएसडब्लू								
6	–	एसएचपी								
7	–	–								

UTTAR PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

LUCKNOW

No.: UPERC/Secretary/CRE Regulations/2024/014

Dated Lucknow, October 17, 2025

IN exercise of powers conferred under Section 181 *read* with Section 9, 61, 86(1)(a), 86(1)(b) and 86(1)(e) of the Electricity Act, 2003, and all other powers enabling in this behalf, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations:

1. Short title and commencement-

(I) These Regulations shall be called the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Captive and Renewable Energy Generating Plants) Regulations, 2024 (hereinafter referred to as CRE Regulations, 2024).

(II) These Regulations shall be applicable from the date of the notification to 31.03.2029 unless extended by the Commission:

Provided that tariffs and provisions relating to tariff as contained in Schedule-I shall be applicable from 01.04.2024 to 31.03.2029.

(III) In case of any conflict in the interpretation of these Regulations, the English version of the Regulations shall prevail over the Hindi version of the Regulations.

2. Scope of Regulation and extent of application-

These Regulations shall apply to Captive Generating Plants (non-RE) having an installed capacity of 1 MW or above, Captive Generating Plants (RE) and Renewable Energy Generating Plants (including cogeneration based).

3. Definitions-

I. In these Regulations, unless the context otherwise requires:

(a) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;

(b) "Auxiliary Energy Consumption" means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating plant and transformer losses within the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

(c) "Banking of power" is the process under which a Generating Plant injects power to the grid with the intent of exercising its eligibility to draw back this power from the grid for its own/captive use as per the terms and conditions provided in these Regulations;

(d) "Bank Rate" means one-year Marginal Cost of funds-based Lending Rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time, or any replacement thereof for the time being in effect, plus 350 basis points;

(e) "Biomass power project" using plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass as fuel sources;

(f) "CEA" means the Central Electricity Authority;

(g) "COD" or "Date of Commercial Operation" shall mean the date on which the generating plant is synchronized with the grid system and has demonstrated the generation capacity as per Regulation 10 of these Regulations;

(h) "CERC" means the Central Electricity Regulatory Commission;

(i) "Commission" means the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission;

(j) "Contracted Capacity" means the capacity in MW as agreed to be supplied by the Generating company to a Distribution Licensee under the Power Purchase Agreement;

(k) "Control Period" means the period from 01.04.2024 to 31.03.2029 during which the provisions of these Regulations shall remain valid unless extended by the Commission;

(l) "Existing Generating Station/Plant" means a generating station, which has achieved COD prior to 01.04.2024;

(m) "Financial Year/Year" means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;

(n) "Gross Calorific Value" or "GCV" in relation to a fuel used in a generating station means the heat produced in kcal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

(o) "Gross Station Heat Rate" or "SHR" means the heat energy input in kcal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(p) "Installed Capacity" or "IC" means the summation of the name plate capacities of all the Units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals). In the case of Solar PV power projects and Floating solar projects, installed capacity shall be the sum of name plate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the project;

(q) "Inter-connection Point" the interconnection point shall be as per UPERC (Grant of Connectivity to intra-State Transmission System) Regulations, 2010 and its amendment from time to time;

(r) "MNRE" means the Ministry of New and Renewable Energy, Government of India;

(s) "Municipal solid waste" or "MSW" means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified area in either solid or semi-solid form and excludes industrial hazardous wastes but includes treated bio-medical wastes;

(t) "New Generating Plant/Station" means a generating station which achieves COD on or after 01.04.2024;

(u) "Non fossil fuel-based co-generation" means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) are produced in a sequential manner by use of biomass;

(v) "Operation and Maintenance expenses" or "O&M expenses" means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and other overheads;

(w) "Ownership" in relation to a Generating Station or power plant setup by a company or any other body corporate shall mean the equity share capital with voting rights. In other cases, ownership shall mean proprietary interest and control over the Generating Station or power plant;

(x) "Plant Load Factor" shall mean the total sent out energy corresponding to generation during the period expressed as a percentage of sent out energy corresponding to contracted capacity in that period.

$$PLF = \frac{ES \times 1000}{CC \times (100 - Aux\%) \times 8760}$$

Where,

ES: Energy sold in MU during the year,

CC: Contracted capacity in MW

Aux: Normative Auxiliary consumption in %

(y) "Power Purchase Agreement" or "PPA" means an agreement between a Generating Company and a Distribution Licensee for supply of power on the terms and conditions specified therein and with the provisions that the tariff for sale of power shall be as determined or as adopted (as the case may be) by the Commission from time to time;

(z) "Project" means a generating station and the evacuation system up to inter-connection point and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

(aa) "Renewable Energy" means the grid quality electricity generated from Renewable Energy sources;

(bb) "Renewable Energy Power Plants" means the power plants generating grid quality electricity from Renewable Energy Sources;

(cc) "Renewable Energy Sources" (hereinafter called 'RE sources') means and includes sources of renewable energy such as hydro, wind, and solar, including its integration with combined cycle, biomass, biofuel cogeneration, urban or municipal waste, and such other sources as recognized or approved by the Central Government;

(dd) "RLDC" means the Regional Load Despatch Centre established under sub-section (1) of Section 27 of the Act;

(ee) "SLDC" means State Load Despatch Centre established in Uttar Pradesh under sub-Section (1) of section 31 of the Act;

(ff) "Small hydro project" means a hydropower project with an installed capacity up to and including 25 MW or as defined by the Government of India, from time to time at a single location;

(gg) "UPEGC" means the State Grid Code specified by the Commission, under clause (h) of subsection (1) of Section 86 of the Act;

(hh) "UPERC Open Access Regulations" means the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 as amended from time to time;

(ii) "Wheeling" means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a transmission licensee or distribution licensee, as the case may be, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under the Act, Regulations or orders of the Commission;

II. The Words or expressions occurring in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or any other Regulations of the Commission, shall bear the same meaning as in the Electricity Act, 2003 or any other Regulations of the Commission, as amended from time to time. Expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Electricity Act, 2003 but defined under any law passed by a competent legislature and applicable to the electricity industry in the State shall have the meaning assigned to them in such law. Expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Acts or any law passed by a competent legislature shall have the meaning as is generally assigned in the electricity industry.

4. Clean Development Mechanism

For Generating Plants commissioned on or after 01.04.2009, where the Generating Plant/Company has adopted Clean Development Mechanism (CDM), the proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely:

(a) 100% of gross proceeds on account of CDM shall be retained by the project developer during the first year of commercial operation of the Generating plants.

(b) During the second year of commercial operation, the share of the procurer shall be 10%, which shall progressively increase by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the Generating Company and the procurer.

(c) In the event of discontinuation of the CDM project or changes in the carbon credit mechanism, the share of proceeds shall be subject to further order of the Commission.

5. The Generating Plant shall adhere to the following:-

I. The technical standards for construction of electrical plants, electric lines and connectivity with the grid as specified by the CEA;

II. Safety requirements for construction, operation and maintenance of electrical plants and electric lines as specified by the CEA;

III. UPERC (Grant of Connectivity to intra-State Transmission System) Regulations, 2010 and its amendment from time to time or subsequent re-enactment thereof;

IV. Uttar Pradesh Electricity Grid Code 2007 ("UPEGC") and its amendment from time to time or subsequent re-enactment thereof;

V. The terms and conditions for installation of meters for supply of electricity as specified by the CEA and / or the State Transmission Utility ("STU").

VI. To co-ordinate with SLDC for scheduling and despatch of electricity.

Provided, the generating plant shall be under obligation to comply with the directions issued to it by SLDC and shall pay fees and charges payable to SLDC as specified by the Commission from time to time.

VII. Ensure compliance with all Rules and Regulations or general and specific directions of the Commission for the generating companies.

VIII. Ensure that the Distribution Licensee has submitted Power Purchase Agreement (PPA) before the Commission for its approval.

IX. The provisions of Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulations, 2024 (hereinafter referred to as 'DSM') shall apply to these Generating Plants also, unless provided otherwise in some other Regulations of the Commission.

X. To establish, operate, and maintain a dedicated transmission line shall be the responsibility of the generating plant in terms of existing regulatory framework, technical standards, guidelines, and procedure issued under the provisions of the Act.

XI. To abide by the emission standards set by the Union/State Government. The Generating Plant shall obtain all the required environmental and pollution clearances from the Central / State pollution control authorities and submit copies of Clearance Certificates to the Distribution Licensee/Procurer.

XII. Relevant provisions of these Regulations shall also apply to the Generating Plant having no connectivity with the grid.

XIII. In addition to ensuring compliances as specified in clause I to XII of Regulation 5 above, a Captive Generating Plant must also ensure compliance of following:

(a) A power plant shall qualify as a 'Captive Generating Plant', under Section 9 *read* with Section 2(8) of the Act and Rule 3 of the Electricity Rules, 2005, as amended from time to time.

(b) UPERC (Verification of Generating Plants and Captive Consumers) Regulations, 2022.

(c) Annual Energy Audit of each Captive Generating Plant shall be compulsory under relevant provisions of Energy Conservation Act, 2001, as amended from time to time.

(d) The Generating Plants shall comply with the direction of the State Nodal Agency in accordance with the UPERC (Promotion of Green Energy through Renewable Purchase Obligation) Regulations, 2010 as amended from time to time.

XIV. The Commission may on its discretion refer any technical matter relating to Generation to Central Electricity Authority for examination:

Provided that the Commission may also appoint a separate independent auditor, under the supervision of the Commission, who would undertake technical and financial audit of the generating station at any time.

6. Tariff for Supply of Electricity to Distribution Licensee–

I. The Generic Tariff for procurement of power by distribution licensee from existing captive Generating Plants (non-RE), existing Renewable energy based generating plants *viz* Bagasse based Generation, Biomass (Rice Husk based) Generation, Municipal Solid Waste based Generation and Small Hydroelectric Generation, shall be as given in Schedule-I to these Regulations, which would be applicable from 01.04.2024.

II. For power procurement by Distribution Licensee from new Captive Generating Plants or new Renewable Energy based plants, provision of UPERC (Modalities of Tariff Determination) Regulations, 2023, shall apply.

III. Procurement of power by Distribution Licensee from Rooftop solar PV plants shall be governed by UPERC (Rooftop Solar PV Grid Interactive System Gross / Net Metering) Regulations, 2019 amendments/ reenactments thereof.

IV. The tariff for supply of electricity from the Generating Plant, having more than one unit commissioned in different years, shall be based on weighted average of the tariff of contracted capacities of the units commissioned in different years.

V. In the earlier control period, if any discount in the tariff has been agreed to between the procurer and the supplier, the same shall not be binding on the supplier during the term of these Regulations.

VI. For recovery of full capacity charges for Biomass & Bagasse based plants, the PLF shall be 80% & 50% respectively. Annual Fixed charges (AFC) for Bagasse and Biomass based plants, are provided in Schedule-I of these Regulations:

Provided that the recovery of capacity (fixed) charges below the level of targeted PLF shall be on a pro rata basis. At zero PLF, no capacity charges shall be payable. The PLF of Biomass & Bagasse based plants shall be computed on the energy sold to the Distribution Licensee or energy scheduled by SLDC, whichever is lower.

Provided further that the payment of capacity charges shall be on a monthly basis in proportion to the contracted capacity.

VII. For Renewable Energy based on new technologies or new fuel, other than mentioned above in clause I of this Regulation and as recognized by the Uttar Pradesh New and Renewable Energy Development Agency for pilot project demonstration upto 5 MW capacity, applicable tariff shall be the Weighted Average Power Purchase Cost (APPC) of the Distribution Licensee for Renewable Energy as approved by the Commission for last Financial Year or the rate agreed between the parties in the PPA, whichever is lower:

Provided that such RE source-based Generating Plants may approach the Commission in case of non-agreement with the tariff as specified above and the Commission may determine the tariff for such projects after Prudence Check under Section 62 of the Electricity Act, 2003, on case-to-case basis.

7. Approval of Power Purchase Agreement–

I. The Distribution Licensee shall make an application for approval of Power Purchase Agreement (hereafter referred to as PPA) entered into with the Generating Plant in such manner as prescribed in these Regulations, and UPERC (Conduct of Business) Regulations, 2019 as amended from time to time or if provided through any order of the Commission:

Provided that the Distribution Licensee shall approach the Commission within one (1) month of signing the PPA with the Generating Plant.

II. The Distribution Licensee shall furnish data of energy received from different Captive & RE generating plant in the format annexed at Annexure-I for each completed financial year by 30th June of next financial year.

8. Purchase of Electricity by Generating Plant from the Distribution Licensee–

Any person, who establishes, maintains, and operates a Generating Plant, may also purchase electricity through Open Access or from Distribution Licensee of their area, to meet its electricity requirement:

Provided that such purchase of electricity, from a Distribution Licensee of the area in which the plant is located, shall be billed under HV-2 category of the rate schedule of tariff and "Point of supply" for such purchase of electricity shall be as per UPERC Electricity Supply Code 2005.

Provided that demand charges for such purchase shall be charged:

(a) 50% of the demand charge if power availed for a period up to 15 days in a month and

(b) 100% of the demand charge if power availed for more than 15 days in a month.

(c) If no purchase is made during the month, demand charges shall be nil.

Provided further that in case of purchase of power through Open Access, charges shall be payable as applicable under UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 and amendments thereto.

9. Grid Discipline–

I. The Generating Plant shall abide by the grid discipline and shall not be entitled for any compensation in the event of grid failure or any interruptions or damage to the plant or its associated sub-stations or transmission line on account of any happening in the grid.

II. The provisions of Deviation Settlement Mechanism (DSM) shall be implemented for all Generating Plant, except for Small Hydro Projects (SHP) and Municipal Solid Waste (MSW) plants, and the Generating Plants shall be subject to Day ahead scheduling:

Provided that for SHP and MSW plants actual energy shall be considered as scheduled energy and hence no banking facility will be available to such plants–

Provided that Deviation Settlement Mechanism (DSM) for Solar and Wind based plants, except those below 5 MW installed capacity, shall be as per UPERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement, and Related matters of Solar and Wind Generation Sources) Regulations, 2018 as amended from time to time:

Provided that Scheduling of energy for Banking as well as withdrawal of banked energy shall be mandatory subject to day-ahead scheduling for availing the banking facility:

Provided that Deviation Settlement for Biomass & Bagasse based plants shall be accounted for and settled in accordance with the provisions of the CERC (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulations, 2024, as amended from time to time, on DSM charges as specified by CERC. The accounting for this purpose shall be done by SLDC.

10. Procedure for declaration of COD–

I. Renewable Energy Power Plant selling power to Distribution Licensee:–

(a) The COD/ part COD shall be declared by the RE Power Developer as stipulated in the approved PPA.

(b) The tariff for the infirm power injected by RE generating plants during trial run, shall be considered as deemed purchase by the distribution licensee**,** based on SLDC verification. Such infirm power, unless otherwise specified in the respective PPA, shall be payable by the distribution licensee to the project developer @ 50% of the tariff as per approved PPA.

II. Solar PV based Generating Plant selling power to persons other than Distribution Licensee:–

The COD/ part-COD shall be declared by the Solar Power Developer (SPD) after following the procedure as stipulated herein.

(i) At the time of synchronization and commissioning of the project, while registering the project with UPSLDC, the SPD should clearly indicate the stage/phase/unit wise capacity proposed to be established. The total capacities of such stages/phases/units shall be equal to the total capacity for which connectivity agreement has been signed as per UPERC (Grant of Connectivity to intra-state Transmission system) Regulations, 2010 and its amendment thereto.

(ii) The SPD would be required to give a notice of not less than 7 days to UPSLDC/STU/ Member Secretary, SPC and the beneficiaries of the solar power generation station for conducting trial run.

(iii) UPSLDC shall allow commencement of trial run from the requested date or in case of any system constraints, not later than 7 days from the proposed date of trial run. The trial run shall commence from the date and time as decided and informed by UPSLDC to SPD/SPC/STU and its beneficiaries.

(iv) The trial run of the solar power project or part of the project (stage/phase/unit) shall be performed for a minimum capacity of 10% of the project (the first minimum being 5 MW). The SPD will get 4 attempts, including retrials, if any, for the failed trial run, for each part-COD/COD.

(v) After completion of a trial run, if any beneficiary has any objection regarding the trial run, he shall convey it in writing to UPSLDC within 2 days of completion of such trial, and UPSLDC shall decide such objection within 5 days of receipt as to whether the trial run has been successfully completed or repeat trial run is required.

(vi) Each successive trial run shall be demonstrated for cumulative capacity including the capacity for which part COD has already been declared.

(vii) A trial run will be considered as successful if the SPD demonstrates maintenance of peak generation, corresponding to the capacity for which the COD/Part COD is sought, over one time block of 15 minutes for at least any three days within a continuous period of two weeks.

(viii) If the output is below the desired peak, the SPD shall corroborate the performance level with the temperature and solar irradiation recorded at the site during the day and plant design parameters to establish that the peak has been achieved and, in such case, also the trial run will be considered as successful. In such a case COD/part-COD may be declared subject to the condition that the same shall be demonstrated immediately when sufficient solar irradiation is available within one year from the date of such part COD/COD. For this purpose, SPD will be required to submit data regarding its actual generation demonstrating peak capacity based on which UPSLDC will certify that actual generation as per part COD/COD has been achieved and inform concerned stakeholders. A fresh trial run will not be required for this purpose.

(ix) If such a generating station is not able to demonstrate the rated capacity when sufficient solar radiation is available within one year of such part-COD/COD, the SPD shall derate the capacity as per actual maximum capacity achieved and certified by SLDC.

(x) After completion of a successful trial run for part-COD/COD, SLDC shall issue a certificate to that effect to the SPD with a copy to STU/Member Secretary, SPC and other beneficiaries within 3 days.

(xi) On receipt of the certificate of successful trial run from SLDC, the SPD may issue a declaration regarding the COD/ part-COD, duly signed by a representative not below the rank of Director as authorized by the Board of the SPD.

(xii) The Bank Guarantee for an amount equal to applicable charges shall be payable as per Open Access Regulations/tariff Orders for the eventuality that SPD fails to meet the Captive generating plant status.

(xiii) The Banking facility and signing of Wheeling and Banking Agreement (WBA) with distribution licensee will be allowed only for the full capacity of the LTOA at the stage of part-COD. Further, it is clarified that multiple WBA for a single LTOA will not be allowed and SPD can approach distribution licensee for maximum 2 times/instances for signing of WBA for the entire project capacity.

(xiv) The tariff for the infirm power injected by solar generating plant during trial run, shall be considered as deemed purchase by the distribution licensee**,** based on SLDC verification. Such infirm power shall be payable by the distribution licensee to the solar developer **@** 50% of the weighted average tariffs of solar projects for which tariff has been discovered through competitive bidding, either by the licensee or by an intermediary agency for the licensee and which has been approved/adopted by the commission, as applicable in the last financial year. In case no bidding is done in the previous financial year, then weighted average tariff shall be determined on the basis of latest financial year for which such bidding data is available.

11. Open Access–

I. The Captive Generating Plant, seeking 'Open Access' through the State and / or Inter State Transmission Systems and / or distribution system for carrying the electricity to the destination of use, shall pay the transmission charges, wheeling charges, and such other charges for use of such facilities as determined by the Appropriate Commission.

II. A Captive Generating Plant shall not be liable to pay cross subsidy surcharge but shall be liable to pay the transmission and / or wheeling charges and any other applicable charges as per the UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 and amendments thereto and losses for carrying the generated electricity from its plant to the destination for its own use or for the use of its user as defined by the Act or the rules made thereunder:

Provided that in case of supply of power to a consumer or to a person other than its Captive users, such consumer or person shall pay cross subsidy surcharge and other applicable charges as per the UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 and amendments thereto; over and above transmission and wheeling charges as determined by the Commission:

Provided further that no cross-subsidy surcharge shall be payable if the energy is supplied to a distribution licensee.

III. For solar projects set up for sale of power to Distribution Licensee, third party or captive use, incentives available as per Uttar Pradesh Solar Energy Policy 2022 during the control period for standalone power projects with capacity above 5 MW are provided below:

Sl. No.	Facility	Incentives for Private Solar Project Developer
1	Wheeling and transmission charges (Intra State)	100% exemption (on sale of power to Distribution Licensee)*, 50% exemption (captive use and third-party sale).
2	Wheeling, transmission charges (Inter State sale) and cross subsidy surcharge.	100% exemption on Intrastate transmission system.

*(*for government owned distribution licensee, the term distribution licensee may be construed as UPPCL on a holistic basis*)

Provided that these exemptions, both for intrastate and interstate sale of power shall be valid during the applicability of the Uttar Pradesh Solar Energy Policy 2022 as amended from time to time.

12. Banking of Energy–

The Captive Generating Plants which fulfil the criteria provided in UPERC (Verification of Generating Plants and Captive Consumers) Regulations, 2022 and the Co-Generation Plants, both existing and new, are allowed to bank energy during the period from notification of these Regulations to end of control period, in following arrangements and subject to the conditions mentioned thereafter:–

- Captive generating Plants – for use by its captive users.
- Co-generation plants – For its own use.

(i) For availing the banking facility, the co-generation plants, Captive Generating Plants and their Captive users shall install Energy Meters as specified in Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 and CEA Communications Regulations as amended from time to time and shall have automatic remote meter reading (AMR) facility including additional communication links, if any, required for the purpose of AMR facility:

Provided that, Energy Meters stated above shall be compatible with energy accounting software of UPSLDC and shall provide such information and in such format as may be specified by UPSLDC, on real time basis as well as periodically:

Provided further that Captive users connected at voltage below 11 kV shall have the option to use Smart Meter as per CEA Metering Regulations.

(ii) For availing Banking facility, the new Captive Generating Plant will have to enter into Wheeling and Banking Agreement with the Distribution Licensee:

Provided that, the existing Captive Generating Plants shall also enter into fresh Wheeling and Banking Agreement with the Distribution Licensee, in terms of these CRE Regulations, latest by 31st January 2026:

Provided further that, a onetime relaxation in the notice period and the waiver of the charges payable on part relinquishment, as provided under Regulation 15.0 of the UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019, for reduction in the Open Access quantum of their captive user(s), shall be allowed to such existing Captive Generating Plants.

(iii) For availing Banking facility, the new Co-generation Plant will have to enter into PPA with the Distribution Licensee subject to the ceiling provided in the Regulation (iv) below:

Provided that, the existing Co-generation plants having PPAs with UPPCL/ Distribution Licensee shall continue to avail the banking subject to the ceiling provided in the Regulation (iv) below;

(iv) Banking of energy for Captive Generating Plants for the purpose of use by its captive user(s), whereas for Co-generating plants for the purpose of its own use, shall be allowed within the State in the following manner:

Sl. No.	Category of Plant	Quantum of banking allowed	Settlement Period & Settlement Criteria
1	2	3	4
1	Bagasse based Co-generating plant	Banking of energy subject to a maximum ceiling of 100% of the energy injected during the quarter, subject to the contracted capacity with the Licensee.	Carry forward Upto (Q+2). The unutilized banked energy on the expiry of the period mentioned herein above would be treated as sale to the licensee and would be compensated at Rs. 1/- per unit or the rate approved in the PPA, whichever is less. However, banking charges shall be deducted from such unutilized banked energy, and the Co-generating plant shall not be entitled to get Renewable Energy Certificates for such unutilized energy
2	Renewable Energy based Captive or Co-generating Plant (other than Bagasse)	Banking of energy subject to a maximum ceiling of 25% of the energy injected during the month or 30% of the total monthly consumption of electricity from the distribution licensee by the captive consumers, whichever is higher. Provided that the ceiling of 25% of the energy injected during the month or 30% of the total monthly consumption, whichever is higher will be computed individually for each captive user.	Carry forward on monthly basis subject to the ceiling mentioned in column 3. No compensation shall be paid for the lapsed energy. However, such RE Captive or Co-generating plant shall be entitled to get Renewable Energy Certificates for such lapsed banked energy subject to the provisions of CERC (REC) Regulations, 2022 and amendments thereof: Provided that, for Biomass based Captive or Co-generating plant the banked energy remaining unutilized

1	2	3	4
		Note: For Co-generation plants, only the ceiling for injection shall be considered.	beyond the monthly ceiling would be treated as sale to the licensee and would be compensated at Rs. 1/- per unit or the rate approved in the PPA, whichever is less. However, banking charges shall be deducted from such unutilized banked energy, and the generating plant shall not be entitled to get Renewable Energy Certificates for such unutilized energy.
3	Non-RE Captive or Co-generating Plant	Banking of energy subject to a maximum ceiling of 5% of the energy injected during the month.	Carry forward on monthly basis subject to the ceiling mentioned in column 3. No compensation for the unutilized energy in any manner.
4	Municipal Solid Waste (MSW)	Banking of energy not allowed	Not Applicable

Provided that 100% banking of energy injected in MW terms shall be allowed on 15-minute time block basis:

Provided further that, the percentage banking up to the specified limit, as given in column 3 of the above table for different categories, will be the unfettered discretion of Captive or Co-generating plants and the licensee cannot direct them to curtail banking limit below the specified maximum quarterly/monthly ceiling, if the generator is wishing to avail banking within and upto the ceiling specified for its category.

(v) The withdrawn and the lapsed banked energy shall be adjusted on 'First in First Out' (FIFO) basis. Refer Illustration-1 given after sub point no. x).

(vi) The Banking as well as withdrawal of banked energy shall be subject to Day-ahead scheduling. Scheduling of energy, including Banked as well as withdrawal of banked energy, shall be mandatory for availing the banking facility.

(vii) Energy and DSM accounts of all the Co-generating plants, Captive Generating Plants and their captive users (except for Solar and Wind generating plants) shall be prepared by UPSLDC, in accordance to the provisions contained in UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 read with DSM Regulations specified by Central Commission. Whereas Energy and DSM accounts of all the Solar and Wind generating plants shall be prepared by UPSLDC, in accordance to the provisions contained in UPERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement and Related Matters of Solar and Wind Generation Sources) Regulations read with UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019.

(viii) Energy banked in the off-peak hours shall be allowed to be withdrawn only in off-peak hours. Energy banked in peak hours shall be allowed to be withdrawn both in peak and off-peak hours. Peak hours shall mean the Peak hours as defined in the prevailing Tariff Order of the Commission or through any subsequent Order of the Commission. Off-peak hours shall mean all hours other than Peak hours:

Provided that, if the Captive Generating Plant and all its captive users are not located in the area of a single distribution licensees, the peak and off-peak hours, applicable for their entire captive arrangement, shall be that of the distribution licensee in whose area the Captive Generating Plant is located.

(ix) The energy drawn by Co-generation plant, which is not against the banked energy, or the energy drawn by Captive Generating Plant for its own use, as ascertained by energy meter readings, shall be considered as power purchased by the plant from the licensee. Such energy drawn from the distribution licensee shall be billed at HV-2 category of rate schedule of retail tariff specified by the Commission from time to time.

(x) The computation of banked energy to be carried forward at the end of the month shall be as per the following: -

$BCF^n = BBF^{n-1} + BE^n - WE^n - BC^n$, where

BCF^n = Banked energy available to be carried forward at the end of the n^{th} Month on which the monthly ceiling specified in Regulation (iii) above is to be applied.

BBF^{n-1}= Banked energy brought forward from the $(n-1)^{th}$ Month.

BE^n = Sum of energy banked in all the 15-minute time blocks of the n^{th} month determined at consumption end *i.e.* after accounting for losses (96 x no. of days).

WE^n = Sum of energy withdrawn from the banked energy in all the 15-minute time blocks of the n^{th} month (96 x no. of days).

BC^n = Banking charges, in energy terms, levied on the energy withdrawn in the n^{th} month.

The process of carry forward and lapsing of banked energy is further clarified by way of illustration-1.

ILLUSTRATION-1

Sl.No.	Symbol	Description	Energy (MU)	Remarks
1	BBF^{n-1}	Say banked energy brought forward from the $(n-1)^{th}$ Month	25	
2		Say total energy injected in all the time blocks of n^{th} Month =	90	
3		Say total energy consumed out of energy injected in all the time blocks of n^{th} Month =	60	
4	BE^n	Sum of energy banked in all the 15-minute time blocks of the n^{th} month determined at consumption end *i.e.* after accounting for losses.	27 (2-3-Losses)	(1-X/100) * (1-Y/100)* (90MU-60MU) = 27MU (Assuming '(1-X/100) * (1-Y/100)' = 0.9
5	WE^n	Sum of energy withdrawn from the banked energy in all the 15-minute time blocks of the n^{th} month.	20	This energy shall be considered withdrawn from banked energy at serial-1 as per FIFO principle.
6	BC^n	Banking charges, in energy terms, levied on the energy withdrawn in the n^{th} month.	1.6 (8% of 5)	Banking charge has been levied @ 8% assuming solar or wind energy.
7	BCF^n	Banked energy available to be carried forward at the end of the n^{th} Month on which the monthly ceiling specified in Regulation (iii) above is to be applied.	30.4 (1+4-5-6)	25MU+27MU-20MU-1.6MU= 30.4MU
8		Now banked energy allowed to be carried forward at the end of n^{th} Month, after applying the ceiling specified in Regulation (iii).	22.5 (25% of 2)	Out of banked energy available at the end of the n^{th} month *i.e.* 30.4MU, only 22.5 MU would be allowed to be carried forward and remaining 7.9 MU [3.4 MU remaining out of serial-1 (25-20-1.6) and 4.5 MU out of serial-4 (27 MU)] would lapse as per FIFO principle.

Note: The above illustration has been prepared based on assumption that 25% of the energy injected during the month is higher than 30% of the total monthly consumption of electricity from the distribution licensee.

(xi) Banking charges shall be levied on energy banked in each 15-minute time block, determined at consumption end i.e. after accounting for losses and shall be levied only at the time of withdrawal. Banking charges, in energy terms shall be 8% for Wind, Solar and Hybrid RE comprising Wind and Solar energy and 12% for all other Captive and Co-generating Plants:

Provided that for Co-generating plants, having point of drawl same as point of injection, no adjustment for losses shall be made and the banking shall be allowed on the gross energy basis.

The losses shall be applicable in accordance with the UPERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2019 as amended from time to time. An illustration of application of Intra-state transmission losses and Distribution losses at different supply voltages as provided in the retail Tariff Orders of the Commission has been provided below by way of illustration-2:–

ILLUSTRATION-2

Sl.No.	Description	Value	Remarks
1	Say total energy injected by the CGP in any time block =	100	
2	Say injected energy apportioned to Captive user 1 in that time block =	A	Considering 2 Captive users for the CGP
	Say injected energy apportioned to Captive user 2 in that time block =	(100-A)	
3	Say Intra-State Transmission Losses as specified in the applicable retail tariff of the Commission =	(X)%	
4	Say Distribution losses specified in the applicable retail Tariff Order at the supply voltage of the Captive user 1 =	(Y1)%	
	Say Distribution losses specified in the applicable retail Tariff Order at the supply voltage of the Captive user 1 =	(Y2)%	
5	Injected energy available for use or banking to Captive user 1 in that time block after accounting for the transmission & distribution Losses =	A * (1-X/100) * (1-Y1/100)	
	Injected energy available for use or banking to Captive user 2 in that time block after accounting for the transmission & distribution Losses =	(100-A) * (1-X/100) * (1-Y2/100)	

(xii) (a) Settlement of wheeled energy in case of captive arrangement at consumer end shall be done in following order of priority:-

(i) Captive Generation after deduction of losses;

(ii) Banked Energy;

(iii) Other Open Access Power through Exchange / Bi-lateral transactions, if applicable;

(iv) Discom power:

Provided that, where a captive user is availing power from more than one Captive Generating Plant, the net wheeled energy available for settlement, after accounting for applicable losses, shall be apportioned and settled on pro-rata basis in proportion to its share of energy injected by each Captive Generating Plant during the relevant period.

(b) Settlement of banked energy in case of a Co-generating plant shall be done in following order of priority;

(i) Banked Energy;

(ii) Other Open Access Power through Exchange / Bi-lateral transactions, if applicable;

(iii) Discom power.

(xiii) The adjustment of the banked energy, remaining balance as on the date of the notification of these Regulations, shall be done as per the provisions of the UPERC (Captive and Renewable Energy Generating Plants) Regulations, 2019:

Provided that, the remaining balance banked energy as on the date of the notification of these Regulations may be utilized by 31st January 2026, failing which such unutilized banked energy shall stand lapsed, and no compensation whatsoever shall be claimed/ paid for such lapsed banked energy:

Provided further that, for the existing Captive Generating Plants which are required to enter into fresh Wheeling and Banking Agreement, in terms of these CRE Regulations, with the Distribution Licensee by 31st January 2026, the remaining balance banked energy as on the date of the notification of these Regulations may be utilized by 31st March 2026, failing which such unutilized banked energy shall stand lapsed, and no compensation whatsoever shall be claimed/ paid for such lapsed banked energy:

Provided also that the Renewable Energy generating plants shall be entitled to get Renewable Energy Certificates to the extent of such lapsed banked energy subject to the provisions of CERC (REC) Regulations, 2022 and amendments thereof.

13. Evacuation of Power–

I. The Captive Generating Plants and Renewable Energy based Generating Plants with an installed capacity of 5MW & above shall have the connectivity at voltage 33kV and above as per UPERC (Grant of Connectivity to intra-State Transmission System) Regulations, 2010 and amendment thereof, whereas interconnection with Distribution system of its area through a 11 kV or 33kV voltage line terminating at the nearest 33 kV sub-station shall be as per the installed capacity and voltage as given below:

(a) Contracted capacity up to 4 MW on 11 kV.

(b) Contracted capacity above 4 MW and up to 20 MW on 33 kV.

II. The Distribution Licensee or State Transmission Utility shall ensure that the generating plant is allowed to be connected to the nearest substation as per UPERC Connectivity Regulations, 2010 in order to reduce length of line subject to technical feasibility:

Provided that in case of existing plants, the connectivity point as wells as connectivity arrangement shall be the same as existing on the date of these Regulations coming into effect.

III. The Generating Plants (except for MSW plant) shall be responsible for construction of the evacuation system for connecting its plant with the substation of the Distribution Licensee or STU / any Transmission Licensee, as per the scheme in PPA, on its own. or through any other agency engaged for that purpose. The cost of laying the dedicated transmission line to the sub-station, the required bays, associated terminal equipment and synchronization equipment shall be borne by the Generating Plant (except MSW plant) and such works shall be undertaken under approval and supervision of the Distribution Licensee / STU or any Transmission Licensee of the area in which the plant is located.

IV. In case the Generating Company chooses to get the dedicated transmission line constructed by other than STU/Transmission Licensee/ Distribution Licensee, the supervision charges shall be payable to Distribution Licensee, or STU or any Transmission Licensee, as the case may be, in accordance with the Supply Code as specified by the Commission and amended from time to time.

14. Maintenance of Dedicated Transmission lines and Equipment–

I. The Generating Plants (except for MSW plant) shall be responsible for the maintenance of terminal equipment at the generating plant end and the dedicated transmission lines. However, Distribution Licensees or STU, as the case may be, shall carry out maintenance of the dedicated transmission line, if so desired by the Generating Plants (except for MSW plant) on mutually agreed charges.

II. The Distribution Licensee or the Transmission Licensee or the STU, as the case may be, shall be responsible for maintenance of the terminal equipment(s) at the sub-station of the concerned Licensee. The operation and maintenance cost shall be considered as pass through by the Commission while determining the wheeling and transmission charges of the concerned Licensee or STU, as the case may be.

III. In case of MSW Plants, total cost on maintenance of substation and transmission line including bay etc. shall be borne by Distribution Licensee or STU or any other Transmission Licensee, as the case may be, and the cost incurred shall be allowed in tariff of the STU or any Transmission Licensee or Distribution Licensee as the case may be.

15. Metering Arrangement–

The Generating Plants shall provide AMR enabled energy meters as specified in Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 as amended from time to time, with dual port communication, at the connecting substation end & plant end and shall comply with all metering requirements as notified by the STU and/or CEA:

Provided that the point of injection for recording and billing purposes shall be the substation of STU / transmission licensee or distribution licensee as the case may be. However, billing for drawl of energy shall be based on the meter installed at the Generator end PSS to eliminate the impact of 'Ferranti effect';

Provided also that metering at generator terminal shall be as per the guidelines/Regulations issued by the CEA:

Provided further that while calculating the energy billed for, the meter reading in MWH taken at substation shall be multiplied by a factor as follows to compensate the transmission losses (the line losses to be taken as percentage per km/MW):

Multiplying Factor = 100 / (100 - 0.001 x L x CC)

L = Length of dedicated transmission line in km

CC = Contracted Capacity in MW

Loss factor = 0.001/km/MW

16. Energy Accounting and Billing–

SLDC shall do energy accounting and DSM billing and the same shall be communicated to the utilities interacting with the grid as per the scheme framed by SLDC in pursuance of the provisions of the appropriate UPERC Regulations:

Provided that in case sale is to the Distribution Licensee without involving the transmission network of the area, Joint Meter Reading (JMR) shall be done unless a separate mechanism is provided in UPEGC/IEGC. The energy accounting and billing shall be done by the Generating Plants in association with the concerned Distribution Licensee:

Provided that the generating stations connected to the distribution system, without involving intra-state transmission system, shall also be eligible for banking facility provided they install AMR meters at their premises and provide compatible communication facility to interact with SLDC. In such cases, SLDC shall be responsible for scheduling and extending banking facility to these generating stations. SLDC is directed to upgrade its software by 31st March, 2026 and become capable in all respect to provide scheduling and banking to such distribution embedded generators. In such cases, DSM shall also be applicable as per the applicable Regulations:

Provided further that over or under recovery of charges on account of Provisional tariff, as provided through 69/SM/2024 *(Suo-motu)* Order of the Commission dated 07.05.2024 shall be subject to retrospective adjustment based on tariff as specified by the Commission under these Regulations. The generating plant, on the basis of such final tariff, shall calculate the amount of under or over recovery of charges and bill such amount to be recovered or paid by it from or to the Distribution Licensee, for the period the Provisional tariff remained effective along with simple interest calculated at rate equal to Bank Rate as on 1st April of the relevant year in which such under/over recovery was made.

17. Inherent Power of the Commission–

I. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary to meet ends of justice.

II. Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

III. Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulation has been framed, the Commission may deal with such matters in a manner it deems fit.

18. Power to Amend–

The Commission may, at any time add, vary, alter, modify, or amend any provision of these Regulations.

19. Power to Remove Difficulties–

If any difficulty arises in giving effect to the provision of these regulations, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

20. Power to Relax–

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by any interested party.

21. Repeal and Savings–

I. Save as otherwise provided in these Regulations, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Captive and Renewable Energy Generating Plants) Regulations, 2019, and respective amendments shall stand repealed from the date these Regulations become effective.

II. Notwithstanding such repeal, anything done or purported to have been done under the repealed Regulations shall be deemed to have been done or purported to have been done under these Regulations unless anything specifically contrary has been provided in these Regulations.

By order of the Commission,
SUMEET KUMAR AGARWAL,
Sachiv.

The Generic Tariff for procurement of power by distribution licensee from the following existing:–

(i) Captive Generating Plants (non-RE),

(ii) Renewable energy based generating plants *viz* Bagasse based Generation,

(iii) Biomass (Rice Husk based) Generation,

(iv) Municipal Solid Waste based Generation, and

(v) Small Hydroelectric Generation,

suppying power under the PPA to the distribution licensee shall be as given below in Schedule-I, which would be applicable from 01.04.2024.

Schedule I: Tariff for Sale of Power (Refer Regulation 6(I))

1. Captive Generating Plants (non-RE)–

1.1. The fixed & variable costs for the existing plants of unit size up to 100 MW has been determined as shown below:

Table 1: Fixed Cost (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
Prior to FY 2005-06	0.67	0.70	0.72	0.74	0.77
FY 2010-11	0.82	0.84	0.87	0.89	0.91
FY 2014-15	1.18	1.20	0.88	0.90	0.92

Table 2: Variable Cost (Rs./kWh)

Financial Year	Variable Cost
FY 2024-25	2.26
FY 2025-26	2.33
FY 2026-27	2.41
FY 2027-28	2.50
FY 2028-29	2.58

Table 3: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
Prior to FY 2005-06	2.93	3.03	3.13	3.24	3.35
FY 2010-11	3.08	3.17	3.28	3.39	3.49
FY 2014-15	3.44	3.53	3.29	3.40	3.50

1.2. The Commission directs distribution licensee to procure power from Captive Generating Plants (non-RE) commissioned on or after 1st April, 2024, through a process of competitive bidding under Section 63 of the Act.

1.3. The tariff of the Captive Generating Plants has been determined at 85% PLF. For ex-bus scheduled energy corresponding to incremental annual PLF over and above 85%, incentive @ 50 paisa per unit shall be payable.

2. Bagasse based Generation & Cogeneration Plants–

2.1. The fixed & variable costs, total tariff and Annual Fixed cost for the existing plants commissioned prior to/during FY 2005-06 to FY 2008-09 shall be as shown below:

Table 4: Fixed Cost (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2005-06 or earlier	1.31	1.17	1.20	1.24	1.28
FY 2006-07	1.32	1.36	1.22	1.25	1.30
FY 2007-08	1.35	1.38	1.23	1.27	1.31
FY 2008-09	1.36	1.39	1.43	1.47	1.32

Table 5: Variable Cost (Rs./kWh)

Financial Year	Variable Cost
FY 2024-25	3.02
FY 2025-26	3.11
FY 2026-27	3.21
FY 2027-28	3.30
FY 2028-29	3.40

Table 6: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2005-06 or earlier	4.33	4.28	4.41	4.54	4.68
FY 2006-07	4.34	4.47	4.43	4.55	4.70
FY 2007-08	4.37	4.49	4.44	4.57	4.71
FY 2008-09	4.38	4.50	4.64	4.77	4.72

Table 7: Annual Fixed cost (Rs. lakhs per MW)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2005-06 or earlier	52.39	46.73	48.24	49.83	51.50
FY 2006-07	53.08	54.52	48.71	50.29	51.95
FY 2007-08	53.97	55.42	49.41	51.01	52.68
FY 2008-09	54.40	55.84	57.36	58.95	52.86

2.2. The fixed & variable costs, total tariff and Annual Fixed cost for the existing plants commissioned during FY 2009-10 to FY 2013-14 shall be as shown below:

Table 8: Fixed Cost (Rs/kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2009-10	1.45	1.49	1.53	1.57	1.62
FY 2010-11	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61
FY 2011-12	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2012-13	1.45	1.49	1.53	1.57	1.61
FY 2013-14	1.45	1.48	1.51	1.54	1.57

Table 9: Variable Cost (Rs/kWh)

Financial Year	Variable Cost
FY 2024-25	2.86
FY 2025-26	2.94
FY 2026-27	3.03
FY 2027-28	3.12
FY 2028-29	3.21

Table 10: Total Tariff (Rs/kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2009-10	4.31	4.43	4.56	4.69	4.83
FY 2010-11	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
FY 2011-12	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
FY 2012-13	4.31	4.43	4.56	4.69	4.82
FY 2013-14	4.31	4.42	4.54	4.66	4.78

Table 11: Annual Fixed cost (Rs lakhs/MW)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2009-10	57.96	59.54	61.19	62.93	64.76
FY 2010-11	58.03	59.58	61.20	62.90	64.68
FY 2011-12	58.10	59.61	61.19	62.85	64.60
FY 2012-13	58.17	59.64	61.19	62.81	64.51
FY 2013-14	58.24	59.38	60.56	61.79	63.07

2.3. The fixed & variable costs, total tariff and Annual Fixed cost for the existing plants commissioned during FY 2014-15 to FY 2018-19 shall be as shown below:

Table 12: Fixed Cost (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2014-15	2.01	1.98	1.59	1.63	1.67
FY 2015-16	2.11	2.07	2.03	1.63	1.67
FY 2016-17	2.22	2.18	2.14	2.09	1.68
FY 2017-18	2.32	2.27	2.23	2.19	2.14
FY 2018-19	2.43	2.38	2.34	2.29	2.25

Table 13: Variable Cost (Rs./kWh)

Financial Year	Variable Cost
FY 2024-25	2.86
FY 2025-26	2.94
FY 2026-27	3.03
FY 2027-28	3.12
FY 2028-29	3.21

Table 14: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2014-15	4.87	4.92	4.62	4.75	4.88
FY 2015-16	4.97	5.01	5.06	4.75	4.88
FY 2016-17	5.08	5.12	5.17	5.21	4.89
FY 2017-18	5.18	5.21	5.26	5.31	5.35
FY 2018-19	5.29	5.32	5.37	5.41	5.46

Table 15: Annual Fixed cost (Rs. lakhs/MW)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2014-15	80.73	79.22	63.64	65.19	66.81
FY 2015-16	84.70	83.07	81.51	65.46	67.04
FY 2016-17	88.84	87.09	85.41	83.81	67.27
FY 2017-18	92.98	91.12	89.32	87.60	85.94
FY 2018-19	97.52	95.54	93.63	91.78	90.00

2.4. The Commission directs distribution licensee to procure power from Bagasse based generation and Co-generation plants commissioned on or after 1st April, 2024, through a process of competitive bidding under Section 63 of the Act.

2.5. The tariff of the Bagasse based Generating Plants has been determined at 50% PLF. For ex-bus scheduled energy corresponding to incremental annual PLF over and above 50%, incentive @ 50 paisa per unit shall be payable.

3. Biomass (rice husk based) Generation Plants–

3.1. The fixed & variable costs and total tariff for the three number of existing Generation plants for control period of these Regulations shall be as shown below:

Table 16: Fixed Cost (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2008-09	1.72	1.78	1.85	1.92	1.85
FY 2013-14	1.74	1.80	1.86	1.93	2.00

Table 17: Variable Cost (Rs./kWh)

Financial Year	Variable Cost
FY 2024-25	6.05
FY 2025-26	6.26
FY 2026-27	6.47
FY 2027-28	6.70
FY 2028-29	6.93

Table 18: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2008-09	7.77	8.04	8.32	8.62	8.78
FY 2013-14	7.79	8.06	8.33	8.63	8.93

Table 19: Annual Fixed cost (Rs. lakhs/MW)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2008-09	108.39	112.34	116.48	120.82	116.99
FY 2013-14	109.64	113.44	117.42	121.60	125.98

3.2. The Commission directs distribution licensee to procure power from Biomass (rice husk based) projects commissioned on or after 1st April, 2024, through a process of competitive bidding under Section 63 of the Act.

3.3. The tariff of the Biomass (rice husk based) Generating Plants has been determined at 80% PLF. For ex-bus scheduled energy corresponding to incremental annual PLF over and above 80%, incentive @ 50 paisa per unit shall be payable.

4. Municipal Solid Waste based Generation Plants–

4.1. The effective tariff for the Municipal Solid Waste based Generating Plants shall be as given below:

Table 20: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2017-18	7.56	7.68	7.82	7.96	8.11

4.2. The tariff of the Municipal Solid Waste based Generating Plants has been determined at 75% PLF. For ex-bus scheduled energy corresponding to incremental annual PLF over and above 75%, incentive @ 50 paisa per unit shall be payable.

4.3. The Commission shall determine project specific tariff for projects commissioned on or after 1st April, 2024 on a case-to-case basis.

5. Small Hydro based Generation Plants–

5.1. The effective tariff for Small Hydro Power Plants commissioned during FY 2006-07 shall be as given below:

Table 21: Total Tariff (Rs./kWh)

Year of Commissioning	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
FY 2006-07	1.71	1.75	1.80	1.85	1.91

5.2. The tariff of the Small Hydro Power Plants has been determined at 35% CUF. For ex-bus Scheduled energy corresponding to incremental annual CUF over and above 35%, incentive @ 50 paisa per unit shall be payable.

5.3. The Commission shall determine project specific tariff for projects commissioned on and after 01.04.2024.

****

ANNEXURE - I

		Financial Year 2024-25								
Sl. No.	**Name of the Generating Plant**	**Type of Generating Plant**	**Location**	**Installed Capacity (MW)**	**Contracted Capacity (MW)**	**Energy Sales (MU)**	**Banked Energy (MU)**	**PPA/ SPPA dated**	**PLF/ CUF (%)**	**Remarks**
1	……	Bagasse								
2	……	Biomass								
3	…….	Fossil fuel/Coal								
4	……	Solar PV	…..							
5	……	MSW								
6	……..	SHP								
7	……..	…….								

पी0एस0यू0पी0–ए0पी0 226 राजपत्र–2025–(698)–588 प्रतियां (डी0टी0पी/ऑफसेट)।

पी0एस0यू0पी0–ए0पी0 12 सा0 ऊर्जा–2025–(699)–500+50=550 प्रतियां (डी0टी0पी0/ऑफसेट)।

226 RPH (Uttar Pradesh Vidyut Niyamak Ayog) 2025 Data1e